

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**PROYECTO DE FIN DE CARRERA
INGENIERIA TÉCNICA INDUSTRIAL:
ELECTRICIDAD**

**Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la
azotea de una nave industrial.**

AUTOR: Israel Blanco Sardinero

TUTOR: Jaime Alonso-Martínez de las Morenas



1. Objeto.....	1
2. Introducción.....	2
2.1. Las energías Renovables.....	2
2.1.1. ¿Qué es la energía solar fotovoltaica?.....	4
2.1.2. Energía solar fotovoltaica en España.....	5
2.2. Descripción de un sistema solar fotovoltaico.....	7
2.2.1. Componentes de un sistema solar fotovoltaico conectado a red.....	8
2.2.2. Reglamentación.....	15
2.2.3. Mantenimiento de la instalación.....	16
3. Memoria de Proyecto.....	17
3.1. Emplazamiento de la instalación.....	17
3.2. Descripción general de la instalación.....	19
3.3. Elección de los paneles fotovoltaicos.....	20
3.3.1. Orientación de los paneles.....	21
3.3.2. Inclinação de los paneles.....	22
3.3.3. Distancia mínima entre filas y módulos.....	25
3.3.4. Cálculo del número de paneles.....	26
3.4. Cálculo de la estructura soporte.....	27
3.4.1. Sobrecargas soportadas.....	28
3.4.2. Características del soporte.....	29
3.5. Elección del inversor.....	30
3.5.1. Tensión y corriente en el punto de máxima potencia.....	30
3.5.2. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura.....	31
3.5.3. Inversor elegido.....	34
3.6. Cableado.....	36
3.6.1. Tramos del cableado.....	40
3.6.2. Cableado de protección.....	46
3.7. Protecciones.....	48
3.7.1. Protecciones de continua.....	48
3.7.2. Protecciones de alterna.....	57
4. Estudio Energético.....	62
4.1. Estudio energético para paneles totalmente fijos.....	62
4.1.1. Recurso solar y carga del sistema.....	62
4.1.2. Modelo energético.....	64



4.2. Estudio energético para paneles con dos posiciones.....	68
4.2.1. Recurso solar y carga del sistema.....	68
4.2.2. Modelo energético.....	71
4.3. Comparación de sistemas. Conclusiones.....	79
5. Estudio Económico.....	81
5.1. Presupuesto de la instalación.....	81
5.2. Análisis de costes.....	83
5.3. Análisis financiero.....	85
5.4. Análisis de sensibilidad y riesgo.....	91
6. Pliego de condiciones Técnicas y Ambientales.....	97
6.1. Condiciones Técnicas.....	97
6.1.1. Objeto.....	97
6.1.2. Equipos.....	97
6.1.3. Recepción y pruebas.....	98
6.2. Montaje de equipos.....	98
6.2.1. Módulos fotovoltaicos.....	98
6.2.2. Inversor.....	99
6.2.3. Protecciones y puesta a tierra.....	99
6.3. Garantía de los equipos de la instalación.....	100
6.4. Programa de mantenimiento.....	101
6.4.1. Mantenimiento preventivo.....	101
6.4.2. Mantenimiento correctivo.....	101
6.4.3. Mantenimiento de operación.....	102
6.5. Impacto ambiental de la instalación.....	102
7. Estudio Básico de Seguridad y Salud.....	104
7.1. Normativa.....	104
7.2. Definición de riesgos.....	105
7.2.1. Riesgos generales.....	105
7.2.2. Riesgos específicos.....	106
7.3. Medidas de prevención y protección.....	107
7.3.1. Medidas de prevención y protección generales.....	107
7.3.2. Medidas de prevención y protección personales.....	107



8. Planos.....	109
9. Bibliografía.....	110
10. Anexos.....	111



1-. Objeto

El objetivo de este proyecto es el diseño de una instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial de dimensiones definidas.

Para su diseño y posterior estudio económico se tendrá en cuenta toda la reglamentación vigente para este tipo de instalaciones y que se mostrará en próximos apartados y anexos.

Además se realizará el diseño de la planta de tal manera que se obtenga, en diferentes condiciones ambientales, una eficiencia energética optima para este tipo de instalaciones y así conseguir la máxima rentabilidad con la construcción de la instalación respecto a la inversión necesaria para construirla. Para conseguir dicho diseño se procederá a evaluar dos posibles soluciones, ambas soluciones se basarán en la inclinación de los paneles solares respecto a la horizontal:

- Diseño 1: los módulos fotovoltaicos estará orientados hacia el sur y su inclinación será la misma durante todo el año ya se encuentren funcionando en temporada invernal o veraniega.
- Diseño 2: los módulos fotovoltaicos estará orientados hacia el sur y su inclinación podrá ser variada por los operarios de mantenimiento de la instalación entre dos posiciones diferentes dependiendo la época del año en la que se encuentren, por tanto, durante el invierno, los módulos solares estarán inclinados un ángulo determinado y durante el verano tendrán una inclinación diferente. Este método es una manera de incrementar el rendimiento en casos que como el de este proyecto es inviable utilizar seguidores solares al encontrarse en una azotea.

Al comparar ambos diseños se obtendrá aquel cuya eficiencia y rentabilidad sea mayor comparando sus estudios energéticos y económicos.



2-. Introducción

El modelo de desarrollo económico actual, basado en el uso intensivo de recursos energéticos de origen fósil, provoca impactos medioambientales negativos y desequilibrios socioeconómicos que obligan a definir un nuevo modelo de desarrollo sostenible.

El concepto de desarrollo sostenible fue acuñado por el Informe Brundtland, en 1987, como **“el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades”**. En definitiva, el desarrollo sostenible es aquél que trata de garantizar tres objetivos principales de manera simultánea: el crecimiento económico, el progreso social y el uso racional de los recursos.

Parece impensable un mundo futuro en el cual aparezcan carencias del tipo energético como por ejemplo falta de suministro eléctrico, sobre todo si nos fijamos en lo presente que está la energía eléctrica en la actualidad. Nuestra visión para el futuro es que todos los países que están aún por desarrollar lleguen a un estatus similar a la de los países ya desarrollados con la utilización de los recursos disponibles en su entorno y además que los países que llamamos desarrollados controlen de alguna manera la forma de gestionar dichos recursos para que otros puedan utilizarlos en el futuro.

Resulta evidente que el nivel de consumo actual de los países desarrollados no permite asegurar el abastecimiento futuro de energía ni facilita el acceso a la energía de los países en desarrollo.

Entre las políticas que pueden articularse para asegurar la sostenibilidad del modelo energético, la política de fomento de las energías renovables se cuenta entre las principales.

Para asegurar dicha sostenibilidad y el desarrollo sostenible se elaboró un convenio marco de las naciones unidas sobre el cambio climático que acabó en la elaboración del conocido Protocolo de Kioto cuyos objetivos son tres; conseguir reducciones de emisiones al coste más efectivo posible, facilitar a los países desarrollados el cumplimiento de los compromisos de reducción de emisiones y apoyar el desarrollo sostenible de los países en desarrollo a través de la transferencia de tecnologías limpias.

2.1-. Las Energías Renovables

Las energías renovables han constituido una parte importante de la energía utilizada por los humanos desde tiempos remotos, especialmente la solar, la eólica y la hidráulica. La navegación a vela, los molinos de viento o de agua y las disposiciones constructivas de los edificios para aprovechar la del sol, son buenos ejemplos de ello.

Con el invento de la máquina de vapor por James Watt, se van abandonando estas formas de aprovechamiento, por considerarse inestables en el tiempo y caprichosas y se utilizan cada vez más los motores térmicos y eléctricos, en una época en que el todavía relativamente escaso consumo, no hacía prever un agotamiento de las fuentes, ni otros problemas ambientales que más tarde se presentaron.

Hacia la década de años 1970 las energías renovables se consideraron una alternativa a las energías tradicionales, tanto por su disponibilidad presente y futura garantizada (a diferencia de los combustibles fósiles que precisan miles de años para su formación) como por su menor impacto ambiental en el caso de las energías limpias, y por esta razón fueron llamadas energías alternativas. Actualmente muchas de estas energías son una realidad, no una alternativa, por lo que el nombre de alternativas ya no debe emplearse.

La principal ventaja de este tipo de energías es que son energías ecológicas, es decir este tipo de energías son distintas a las de combustibles fósiles o centrales nucleares debido a su diversidad y abundancia. Se considera que el Sol abastecerá estas fuentes de energía (radiación solar, viento, lluvia, etc.) durante los próximos cuatro mil millones de años. La primera ventaja de una cierta cantidad de fuentes de energía renovables es que no producen gases de efecto invernadero ni otras emisiones, contrariamente a lo que ocurre con los combustibles, sean fósiles o renovables. Algunas fuentes renovables no emiten dióxido de carbono adicional, salvo los necesarios para su construcción y funcionamiento, y no presentan ningún riesgo suplementario, tales como el riesgo nuclear.

Pero debemos tener en cuenta que este tipo de energías no carecen de inconvenientes, los más dignos de mención son; su naturaleza difusa, puesto que ciertas fuentes de energía renovable proporcionan una energía de una intensidad relativamente baja, distribuida sobre grandes superficies, son necesarias nuevos tipos de “centrales” para convertirlas en fuentes utilizables. Y la irregularidad, la producción de energía eléctrica permanente exige fuentes de alimentación fiables o medios de almacenamiento. Así pues, debido al elevado coste del almacenamiento de la energía, un pequeño sistema autónomo resulta raramente económico, excepto en situaciones aisladas, cuando la conexión a la red de energía implica costes más elevados.

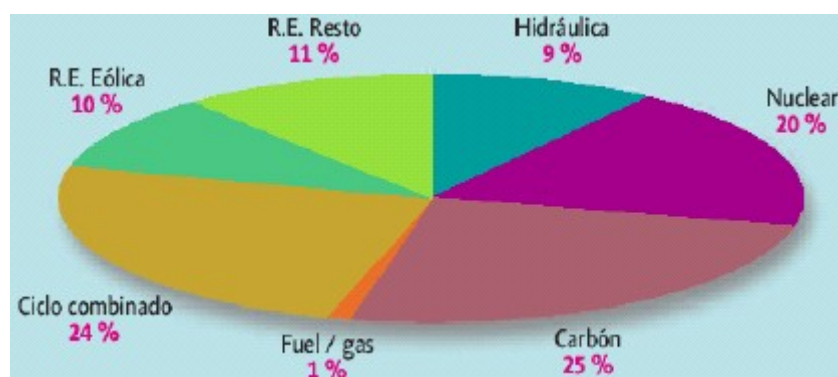


Figura 1: Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica por tecnologías.
Fuente: Red Eléctrica de España.

En España, actualmente un 20% de la energía demandada por los consumidores es producida por energías renovables de las cuales, las más importantes son eólica e hidráulica.

2.1.1.- ¿Qué es la energía solar fotovoltaica?

La energía solar fotovoltaica consiste en la conversión directa de la luz solar en electricidad, mediante un dispositivo electrónico denominado “célula solar”. La conversión de la energía de la luz solar en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como “efecto fotovoltaico”. Presenta características peculiares entre las que se destacan:

- ✓ Elevada calidad energética
- ✓ Pequeño o nulo impacto ecológico
- ✓ Inagotable a escala humana

La energía solar fotovoltaica permite un gran número de aplicaciones, ya que puede suministrar energía en emplazamientos aislados de la red (viviendas aisladas, faros, postes SOS, bombeos, repetidores de telecomunicaciones, etc) o mediante instalaciones conectadas a la red eléctrica, que pueden ser de pequeño tamaño (instalación en vivienda individual) o centrales de gran tamaño (en España existen proyectos de hasta 48 MW de potencia).

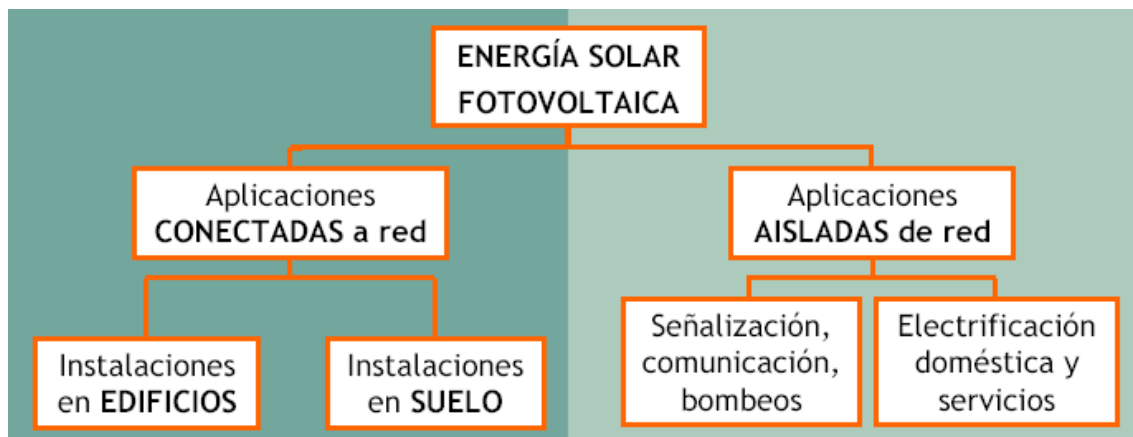


Figura 2: Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.

Un punto importante que debemos destacar es que cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente 1kg de CO₂, en el caso de comparar con generación eléctrica con carbón, o aproximadamente 0,4kg de CO₂ en el caso de comparar con generación eléctrica con gas natural. Esto es de gran ayuda para la reducción de emisiones que se propone en el Protocolo de Kioto citado anteriormente.

2.1.2.- Energía solar fotovoltaica en España.

El recurso solar es abundante en España, que dispone de condiciones muy adecuadas para la energía solar fotovoltaica, con áreas de alta irradiancia. La situación respecto a otros países europeos como Alemania es comparativamente muy favorable.

La principal característica de este recurso es estar disponible en toda la superficie al mismo tiempo, estando no obstante condicionado por las sombras de elementos naturales y artificiales y por las particulares condiciones climáticas de cada área geográfica.

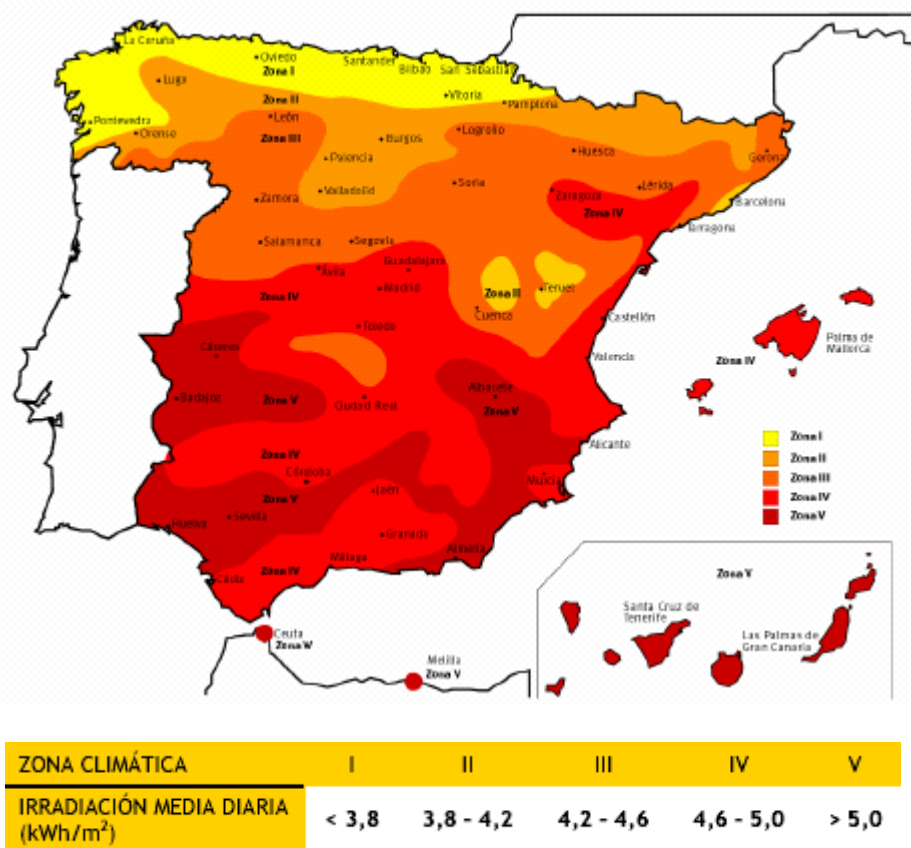


Figura 3: Recurso solar en España.
Fuente: IDAE.

Con motivo de alcanzar los objetivos dictados por el Protocolo de Kyoto y reforzar la política de energías limpias en España, se elaboró el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010, el cual mostraba que aproximadamente el 12,1% de la energía primaria consumida en 2010 sería proporcionada por las energías renovables, debido a esta frontera ambiciosa hubo de revisarse dicho plan en 2004 y se creó el actual Plan de Fomento de las Energías Renovables 2005-2010.

Centrándonos en el sector solar fotovoltaico, el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2005-2010 establecía una cifra de 400MW de potencia instalada en este tipo de energía. En 2004, la potencia total instalada de energía solar fotovoltaica en España, según los datos disponibles, superó los 37MWp, presentado un incremento cercano al 55% respecto a la potencia instalada en el año 2003.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	SITUACIÓN ACTUAL	INCREMENTO	POTENCIA EN
	2004 (MWp)	2005 - 2010 (MWp)	2010 (MWp)
ANDALUCÍA	7,86	43,38	51,24
ARAGÓN	0,67	16,08	16,75
ASTURIAS	0,34	8,93	9,27
BALEARES	1,33	16,41	17,74
CANARIAS	1,20	16,04	17,24
CANTABRIA	0,07	9,14	9,21
CASTILLA Y LEÓN	2,73	25,60	28,33
CASTILLA - LA MANCHA	1,78	11,64	13,42
CATALUÑA	4,11	52,48	56,59
EXTREMADURA	0,54	12,85	13,39
GALICIA	0,51	23,49	24,00
MADRID	2,38	29,33	31,71
MURCIA	1,03	19,03	20,06
NAVARRA	5,44	14,20	19,64
LA RIOJA	0,15	9,08	9,23
COMUNIDAD VALENCIANA	2,83	31,25	34,08
PAÍS VASCO	2,40	23,70	26,10
NO REGIONALIZABLE	0,77	-	0,77
TOTAL (MW)	37	363	400

Figura 4: Objetivos fotovoltaicos para el año 2010.

Fuente: Plan de Fomento de Energías Renovables 2005-2010.

Los objetivos señalados por el Plan de Fomento de Energías Renovables 2005-2010, para energía solar fotovoltaica se alcanzaron en 2007 con 3 años de antelación, el crecimiento de la potencia instalada experimentado por la tecnología solar fotovoltaica está siendo muy superior al esperado según la Comisión Nacional de Energía (CNE).

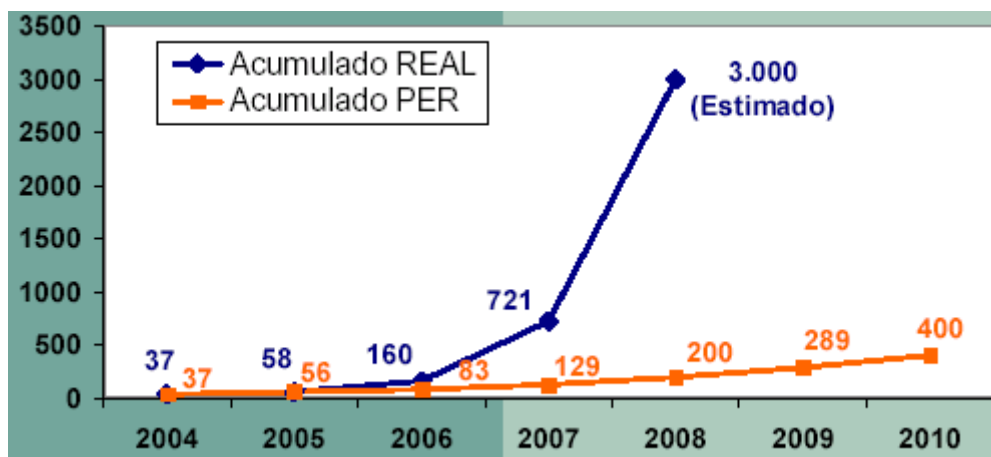


Figura 5: Expansión prevista de la energía solar fotovoltaica.

Fuente: IDAE.

La rápida evolución ha comportado numerosas inversiones industriales relacionadas con la tecnología solar fotovoltaica, desde la fabricación de silicio policristalino, obleas y módulos hasta los seguidores o los inversores, de manera que actualmente en España se pueden producir todos los elementos de la cadena que interviene en una instalación solar fotovoltaica.

Se hace necesario dar continuidad a estas inversiones, pero también definir una pauta de implantación de esta tecnología, para garantizar el control y cumplimiento de los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 y de los que fije el nuevo PER 2011-2020, para ello se elaboró el Real Decreto 1578-2008 en el cual se expresa que se asignará una determinada cantidad de potencia máxima a instalar en el territorio nacional de este tipo de energía en cada trimestre del año.

2.2-. Descripción de un sistema solar fotovoltaico.

Según el tipo de instalación, de forma muy general, se puede distinguir entre instalaciones fotovoltaicas conectadas a red e instalaciones fotovoltaicas aisladas de red.

Las conectadas a red están formadas por un generador fotovoltaico y un sistema de acondicionamiento de potencia, encargado de transformar la energía en forma de corriente continua a corriente alterna, con las características de la red de distribución. El sistema de acondicionamiento de potencia es el inversor, que debe cumplir todos los requisitos de seguridad y garantía para que su funcionamiento no provoque alteraciones en la red ni disminuya su seguridad, contando para ello con las funciones de protección correspondientes.

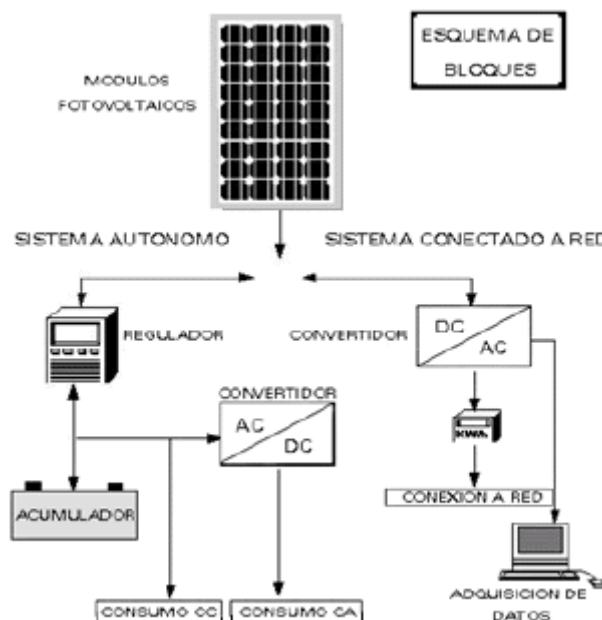


Figura 6: Esquema de una instalación solar fotovoltaica.

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas pueden contar o no con sistemas de acumulación o baterías. Los sistemas sin acumulación habitualmente son bombeos directos. Las baterías en un 90% corresponden a las estacionarias del tipo Plomo-Ácido, que con un mantenimiento adecuado se adaptan perfectamente a los sistemas de

generación. Se puede esta energía como tal o después transformarla a corriente alterna mediante un inversor.

En la descripción que veremos en este punto nos centraremos en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, ya que es este tipo de instalaciones son la principal aplicación de la energía solar fotovoltaica en España y el proyecto consistirá en una instalación de este tipo.

2.2.1-. Componentes de un sistema solar fotovoltaico conectado a red.

Dentro de una instalación solar fotovoltaica tenemos varios dispositivos o equipos que debemos dimensionar para que sea posible la transformación de la radiación solar en energía eléctrica que inyectamos a la red.

Paneles solares

Los paneles solares o módulos fotovoltaicos están formados por la interconexión de células solares encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie, son las encargadas de captar la energía procedente del sol en forma de radiación solar y transformarla en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico se produce al incidir la radiación solar sobre los materiales definidos como semiconductores extrínsecos. Cuando sobre la célula solar incide la radiación, aparece en ella una tensión análoga a la que se produce entre las bornas de una pila.

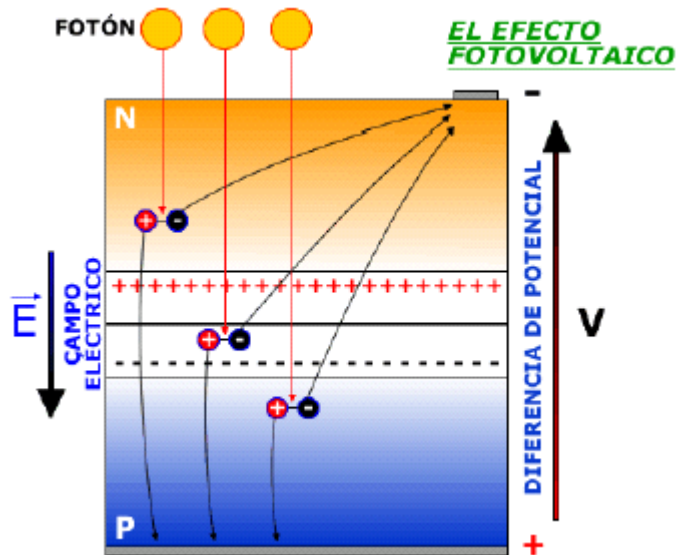


Figura 7: Efecto fotovoltaico.

La mayoría de las células solares están constituidas de silicio mono o policristalino. Las células solares de silicio monocristalino se fabrican a partir de un único cristal de silicio extraído de un baño de silicio fundido, este tipo de células son las más utilizadas en la tecnología solar y la más comercializada ya que su rendimiento es el mayor de todos los tipos de células solares siendo éste de entre el 15% y el 18%. Debido a su alto coste, está empezando a utilizarse de forma masiva el silicio policristalino, mucho más barato de fabricar ya que está formado por un conjunto de

estructuras macrocristalinas de silicio además su rendimiento es bastante próximo al de las células monocristalinas, en trono al 12% y 14%. Por último existe otra familia de células solares constituidas de silicio amorfo que aparecen debido a que la fabricación de células solares de silicio cristalino sigue siendo muy alta, la fabricación de este tipo de células es mucho más simple y por lo tanto son mucho más baratas pero aunque tienen un buen comportamiento ante agentes externos, se degradan más rápidamente y su rendimiento es bastante inferior a el de las células cristalinas, inferior al 10%.

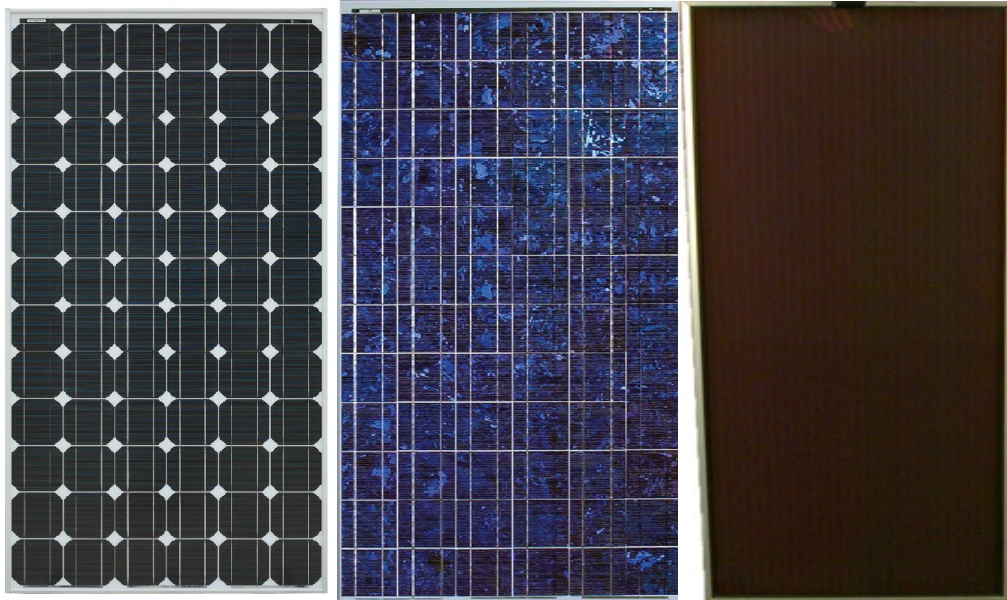


Figura 8: De izquierda a derecha; panel de silicio monocristalino, panel de silicio policristalino y panel de silicio amorfo.

Un panel solar está constituido por varias células iguales conectadas entre sí, en serie y/o paralelo de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. Como norma general, los paneles solares se fabrican disponiendo primero las células necesarias en serie para alcanzar la tensión que deseamos a la salida del generador fotovoltaico y a continuación se asocian ramales de células en serie en paralelo hasta alcanzar el nivel de corriente deseado.

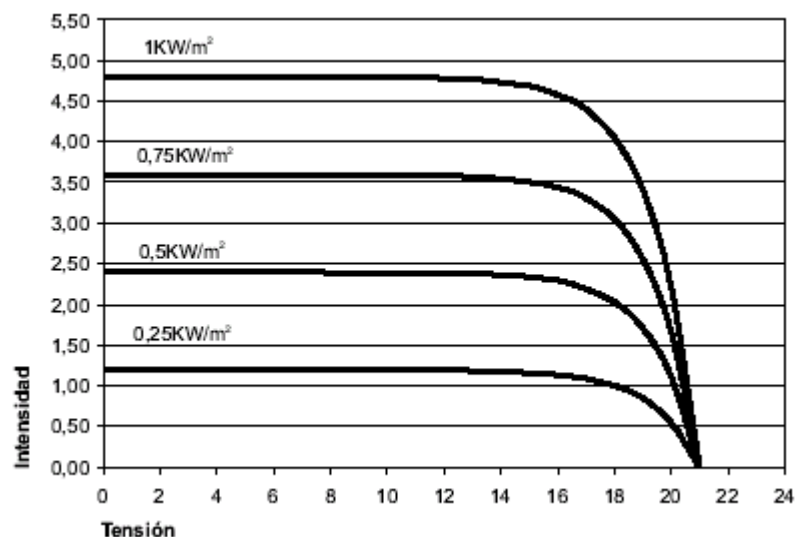


Figura 9: Elementos de un Panel Fotovoltaico.

A la hora de dimensionar nuestra instalación solar fotovoltaica, es primordial conocer los parámetros eléctricos fundamentales de los módulos fotovoltaicos que están en el mercado:

- Corriente de cortocircuito (I_{SC}): es la máxima intensidad que se genera en el panel cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuitan sus bornes.
- Tensión de circuito abierto (V_{OC}): es la máxima tensión que proporciona el panel cuando no hay conectada ninguna carga entre los bornes del panel y dichos bornes están al aire.
- Punto de máxima potencia (I_{mpp} , V_{mpp}): es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel.
- Factor de forma (FF): Es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto de la corriente de máxima potencia (I_{mpp}) y la tensión de máxima potencia (V_{mpp}). Este parámetro sirve para conocer la curva característica I-V de los paneles.
- Eficiencia y rendimiento (η): es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente. Dependiendo de la tecnología utilizada a la hora de la fabricación del panel puede llegar hasta el 18%.

Se pueden mostrar todos los parámetros fundamentales de un panel o módulo fotovoltaico mediante su curva “voltaje-corriente”, ésta curva muestra los parámetros de tensión y corriente para máxima potencia (I_{mpp} , V_{mpp}), tensión a circuito abierto (V_{OC}) y corriente de cortocircuito (I_{SC}) de un panel y como varían respecto a la irradiancia que incide sobre ellos con temperatura de condiciones estándar de medida ($25^{\circ}C$).



**Figura 10: Curva I-V para diferentes irradiancias a $25^{\circ}C$.
Fuente: Módulo A-65 ATERSA.**



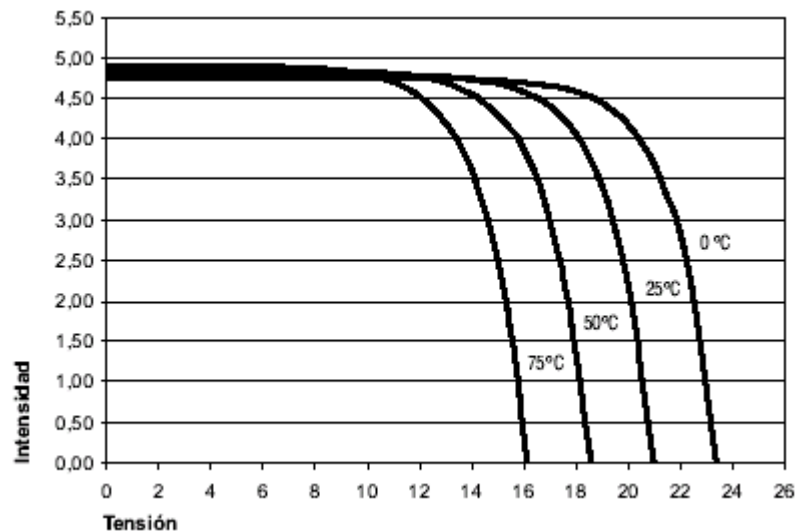
Todos estos parámetros fundamentales son proporcionados por los fabricantes en las hojas de características de los paneles fotovoltaicos. Debe tenerse en cuenta que éstos parámetros no son constantes ya que los fabricantes toman como referencia unas condiciones de funcionamiento estándar conocidas como Condiciones Estándar de Medida (CEM) que son unas condiciones de irradiancia y temperatura determinadas en la célula solar, estas condiciones son:

- Irradiancia: 1000W/m^2
- A nivel del mar
- Temperatura de célula: 25°C

Así pues, si las condiciones a las que se ve sometido el panel son diferentes a las de estándar de medida, las características de los paneles fotovoltaicos cambiarán. La medida en que cambian los parámetros fundamentales de los paneles es de vital importancia para el diseño de la instalación ya que es muy posible que en condiciones normales de funcionamiento estemos lejos de las condiciones estándar de medida y la instalación puede verse afectada. Para ello es necesario conocer dos parámetros importantes de los paneles:

- Coeficiente de temperatura V_{oc} : es el coeficiente de corrección para la tensión máxima que se produce a circuito abierto cuando no existe ninguna carga conectada, este coeficiente muestra como varía la tensión con una variación de temperatura. La tensión de circuito abierto aumenta cuando la temperatura disminuye y disminuye cuando la temperatura aumenta.
- Coeficiente de temperatura I_{sc} : es el coeficiente de corrección para la corriente máxima que se produce en el panel cuando no hay conectada ninguna carga y cortocircuitamos los bornes del panel, este coeficiente muestra como varía la intensidad con una variación de la temperatura. La intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura y disminuye cuando disminuye la temperatura.

Con estos coeficientes de temperatura, puede representarse el comportamiento de los paneles ante variaciones de temperatura observando como cambian la tensión y corriente de máxima potencia, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito en la gráfica anterior de “voltaje-corriente” tomando como referencia la irradiancia en condiciones estándar de medida (1000W/m^2).



**Figura 11: Curva I-V para diferentes temperaturas a una irradiancia de 1000W/m2.
Fuente: Módulo A-65 ATERSA.**

Estructura Soporte

Los módulos fotovoltaicos analizados anteriormente se colocarán sobre la denominada estructura soporte, dicha estructura soporte deberá cumplir las especificaciones de diseño de la instalación (orientación y ángulo de inclinación) y las pautas descritas en el Pliego de Condiciones Técnicas del Instituto para la diversificación y Ahorro de Energía (IDAE).

Podemos tener dos tipos de estructura soporte, fija y móvil, las estructuras fijas tienen una orientación e inclinación fija que se calcula a la hora de diseñar la instalación, esta inclinación y orientación suelen ser impuesta por la situación de las instalaciones, como tejados con una determinada inclinación y orientación, o bien las óptimas para la localización donde vamos a realizar la instalación solar dependiendo de la latitud. Las estructuras móviles son aquellas utilizadas en las llamadas “huertas solares” donde los paneles pueden orientarse en trono a la posición del sol.

Esta estructura soporte deberá resistir el peso de los módulos fotovoltaicos y las sobrecargas del viento o inclemencias del tiempo, así como las posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura en diferentes estaciones del año.

La sujeción de los módulos solares deberá estar homologada para los paneles utilizados en la instalación según las especificaciones del fabricante, además las partes de sujeción de los paneles solares no deberán generar sombras indeseadas sobre los módulos. La tornillería utilizada tanto para la sujeción de los módulos fotovoltaicos como para la sujeción de la propia estructura al suelo deberá ser de acero inoxidable con excepción de estructuras de acero galvanizado en cuyo caso podrán ser tornillos galvanizados.

Inversor

Anteriormente se ha visto que los paneles solares fotovoltaicos generan potencia a partir de la radiación solar que captan, esta potencia eléctrica no es alterna sino continua con unos valores de tensión y corriente continua que depende de la disposición de los



paneles. A la hora de entregar la energía eléctrica a la red, es necesario tratarla para que cumpla las características establecidas para inyectarla a dicha red, como que debe ser senoidal, con una frecuencia de 50Hz y unos valores de tensión determinados para no crear perturbaciones en la red de suministro.

El inversor es el equipo electrónico que permite inyectar en la red eléctrica comercial la energía producida por el generador fotovoltaico. Su función principal es convertir la corriente continua procedente de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen un elevado coste y no pueden permitirse fallos e imprudencias en la explotación de éstas instalaciones, por este motivo los inversores deben tener un alto rendimiento y fiabilidad. El rendimiento de los inversores oscila entre el 90% y el 97%, dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que se intentará que el inversor trabaje con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que si la potencia de entrada al inversor procedente de los paneles fotovoltaicos varía, el rendimiento disminuye.

Para evitar que el rendimiento disminuya con la variación de la potencia de entrada procedente de los paneles solares, los inversores deben estar equipados con dispositivos electrónicos que permitan realizar un seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles, permitiendo obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

Uno de los parámetros importantes que definen un inversor es el rango de tensiones al cual puede funcionar con mayor rendimiento. Esto es importante, ya que la tensión que suministran los paneles del generador fotovoltaico para entregar la máxima potencia no siempre es la misma, sino varía con la temperatura y si esta tensión aumenta o disminuye con forme disminuye o aumenta la temperatura podemos llegar a tener tensiones a la entrada del inversor superiores o inferiores a la tensión normal de funcionamiento del inversor.

En cuanto a la fiabilidad que debe aportar, un inversor debe estar equipado con protecciones que aseguren tanto el buen funcionamiento de la instalación como la seguridad de la misma. Algunas de las protecciones que incorporan los inversores son:

- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos; sirven para detectar posibles fallos producidos en los terminales de entrada o salida del inversor.
- Protección contra calentamiento excesivo; si la temperatura del inversor sobrepasa un determinado valor umbral, el equipo deberá pararse y mantenerse desconectado hasta alcanzar una temperatura inferior.
- Protección de funcionamiento modo isla; para desconectar el inversor en caso de que los valores de tensión y frecuencia de red estén por fuera de unos valores umbral para un funcionamiento adecuado al estar funcionando sin apoyo de la red.
- Protección de aislamiento; sirve para detectar posibles fallos de aislamiento en el inversor.



- Protección contra inversión de polaridad; para proteger el inversor contra posibles cambios en la polaridad desde los paneles fotovoltaicos.

Protecciones

Además de las protecciones integradas en el inversor, es necesario equipar la instalación con protecciones adicionales que protejan tanto la seguridad de la instalación y equipos como la seguridad de las personas responsables de su funcionamiento y mantenimiento.

La implantación de protecciones deberemos llevarla a cabo atendiendo a la reglamentación vigente para éste tipo de instalaciones, artículo 11 del Real Decreto 1663/2000 y al Reglamento Electrotécnico de Baja tensión:

- Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).
- Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora.
- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.
- Podrán instalarse en el inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste. En este caso sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor diferencial automático, si se cumplen las siguientes condiciones:



- a) Las funciones serán realizadas mediante un contacto cuyo rearme será automático, una vez se restablezca las condiciones normales de suministro de la red.
- b) El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente.
- c) El estado del contactor (“on/off”), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.
- d) En caso de que no se utilicen las protecciones precintables para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión, el fabricante del inversor deberá certificar:
 - Los valores de tara de tensión.
 - Los valores de tara de frecuencia.
 - El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).
 - Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites establecidos de tensión y frecuencia.

Al tener tanto potencia continua como potencia alterna, además de equipar la instalación con las protecciones anteriores, serán necesarios dos grupos diferenciados de protecciones para cada caso que se definirán en el apartado de cálculos del proyecto:

- a) *Protecciones de continua*: Este tipo de apartamiento se instalará en la fase de potencia continua de la instalación fotovoltaica, es decir, desde los paneles solares hasta la entrada del inversor.
- b) *Protecciones de alterna*: Estas protecciones se instalarán en la parte de la instalación donde existe potencia alterna, es decir, desde el inversor hasta el punto de conexión de la red de suministro.

2.2.2.- Reglamentación.

- R.D. 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica de régimen especial.
- R.D. 1663/2000, de 29 de Septiembre, que establece las normas de conexión a red de baja tensión de instalaciones fotovoltaicas.
- R.D. 1578/2008, de 26 de Septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.



- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red (PCT) establecidas por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) en Octubre de 2002.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aprobado por el R.D. 842/2002 de 2 de Agosto e Instrucciones Técnicas complementarias (ITC).
- Código Técnico de Edificación.
- Normas específicas de conexión a red de Unión Fenosa.

2.2.3-. Mantenimiento de la instalación.

Como se indica en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, deberá realizarse un plan de mantenimiento adecuado en la instalación solar fotovoltaica para asegurar el correcto funcionamiento y óptima explotación de la instalación, además de estos objetivos, con dicho plan de mantenimiento conseguiremos aumentar la eficiencia y la duración de la instalación.

Dentro del plan se deberán realizar dos tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento preventivo: este tipo de mantenimiento consiste en inspeccionar visualmente la instalación solar y verificar que los distintos equipos como inversores y paneles solares y dispositivos como protecciones de la instalación funcionan correctamente.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, si la instalación es de potencia inferior a 5kWp, debe realizarse una visita al año como mínimo, mientras que si la instalación fotovoltaica es de potencia superior, deberá realizarse una visita cada seis meses a la instalación, en la cual deberán comprobarse las protecciones eléctricas, el estado de los módulos solares así como sus conexiones, el estado del inversor y estado de los aislamientos de los conductores.

- Mantenimiento correctivo: en este plan de mantenimiento entran todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil.

Ambos tipo de mantenimiento deberá realizarse por personal cualificado para este tipo de instalaciones fotovoltaicas y todas las operaciones llevadas a cabo deberán ser registradas en un informe técnico.

3-. Memoria de Proyecto.

En el siguiente apartado se detallará en qué consiste el proyecto a realizar, detallando del emplazamiento y descripción de la instalación, los cálculos necesarios y decisiones tomadas en base a dichos cálculos.

3.1-. Emplazamiento de la instalación

La ubicación de la instalación solar fotovoltaica a proyectar será al norte de la provincia de Toledo, en el término municipal de Borox, dentro del polígono industrial “Antonio del Rincón”, carretera CM-4001, kilómetro 36 a unos 500 metros de la salida 44 hacia Toledo de la carretera Nacional A-4.



Figura 12: Polígono Industrial Antonio del Rincón.

Fuente: Google Earth 5.0.

La instalación se realizará sobre la azotea plana de la nave propiedad de la empresa fabricante de productos sanitarios y de baño “Calamita Systems” en la Avenida de la Industria, parcela 1012 del polígono.

El terreno donde se encuentra localizada la nave está situado a unos 600m sobre el nivel del mar y sus coordenadas son:

Latitud: 40° 2' 7.40" N
Longitud: 3° 40' 47.09" O



Figura 13: Vista aérea Calamita Systems.
Fuente: Google Earth 5.0.

Las dimensiones de la nave industrial son; 82mX40m el rectángulo mayor y 10mX20m el rectángulo más pequeño. Lo que proporciona una superficie total de 3.480m². Se observa que la nave se encuentra inclinada respecto al sur por lo que su fachada inferior no está totalmente orientada hacia dicho sur, este dato se tendrá en cuenta a la hora de instalar los paneles y a la utilización parte de la totalidad de la planta de la nave.



Figura 14: Calamita Systems.



3.2.-. Descripción general de la instalación.

La instalación solar fotovoltaica proyectada aquí, se ubicará sobre la azotea de la nave industrial citada en el apartado anterior. El generador fotovoltaico estará formado por 360 paneles marca ATERSA modelo A-170M, en total la potencia máxima del generador fotovoltaico será de 61,2kW.

Los módulos fotovoltaicos se situarán sobre soportes metálicos fijos pero se les proporcionará la capacidad de regular su inclinación manualmente por los operarios encargados del mantenimiento de la instalación entre dos posiciones diferentes dependiendo la época del año en la que esté funcionando el generador.

La instalación eléctrica del proyecto se ha dividido en cuatro circuitos diferentes de conductores de sección distinta desde los paneles solares hasta el punto de conexión a la red de baja tensión.

Los paneles se dispondrán en 30 ramales conectados en paralelo formados por 12 paneles conectados en serie cada uno. Estos 30 ramales se separarán en grupos de 6 a la hora de definir el esquema eléctrico de protecciones y cableado uniéndose cada ramal de cada grupo del generador en “**cajas de conexión de grupo**” y a su vez los conductores que salgan de cada caja de conexión de grupo llegarán a una “**caja de conexión de generador fotovoltaico**” donde llegarán las conexiones de todos los paneles solares y saldrán los conductores hacia el inversor.

El inversor encargado de la conversión de la corriente continua generada por el generador fotovoltaico a corriente alterna que se inyectará posteriormente a la red se situará en una caseta prefabricada en la parte inferior de la nave junto a la fachada norte de la misma, se ha buscado el inversor más eficiente cumpliera con la reglamentación y los rangos de operación necesarios para el correcto funcionamiento de los paneles solares, como el rango de tensiones de entrada al inversor, la tensión máxima de entrada, la corriente máxima, etc. eligiendo el inversor ATERSA 60/54 cuya potencia de salida es de 54kW.

Para la protección tanto de los equipos de la instalación como de las personas responsables de su mantenimiento y operación, se ha seguido la reglamentación vigente que aparece en el artículo 11 del R.D.1663/2000 con la colocación de un interruptor diferencial y un interruptor general manual en la conexión a la red de baja tensión, los requisitos de conexión de la empresa distribuidora de la zona UNIÓN FENOSA con la colocación de un fusible y además las normas generales para la protección de instalaciones eléctricas que aparecen en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión con la colocación de fusibles, interruptores-seccionadores, descargadores en los diferentes tramos de la instalación solar.

Por último, se solicitará la autorización de conexión por parte de UNIÓN FENOSA para la conexión de la planta solar fotovoltaica a la red de baja tensión e inyectar la potencia generada por la misma a dicha red. Esta conexión a la red se realizará a través del centro de transformación existente en la parcela 1016 del polígono industrial.

3.3-. Elección de los paneles fotovoltaicos.

Para la elección de los paneles solares que a utilizar, se tendrán en cuenta varias consideraciones:

- Terreno a ocupar: debe estudiarse la cantidad de terreno de la que se dispone a la hora de dimensionar el campo de paneles solares, en este caso, la situación del campo de paneles será sobre la azotea de un edificio, por lo que existirán limitaciones de espacio más obvias.

Como apuntó anteriormente, la nave en cuestión posee un área de planta de unos 3.480m². Ahora bien, teniendo en cuenta que uno de los objetivos a la hora de diseñar este tipo de instalaciones es la optimización de los recursos, se comprueba que la fachada más al sur, no está totalmente orientada al este punto. Este dato es importante ya que a la hora de orientar los paneles solares, al existir cierta libertad para orientarlos puesto que no aparecen obstáculos de algún tipo que debieran considerarse para evitar posibles sombras en los paneles, se orientarán al sur puesto que para esta orientación, la captación de radiación solar es máxima a lo largo del día.

Este es el caso del proyecto, se trata de una azotea libre de obstáculos que puedan provocar sombras sobre los paneles, por lo que podrá utilizarse todo el espacio del que se dispone de forma que la orientación de los paneles sea óptima, por lo tanto si se escoge un área de la azotea cuyo lado inferior esté totalmente orientado al sur, el espacio disponible para los paneles será inferior que si se orientaran los paneles con cierto ángulo azimut α , pero la captación de radiación solar por parte de los paneles será máxima.

A este efecto se ha escogido un área útil en forma de rectángulo de 56,23m de largo y 29,57m de ancho, donde la superficie libre de obstáculos de 1668,35m².



Figura 15: Área ocupada por los paneles solares.



- Tecnología a utilizar: Como se vio en el apartado anterior de Introducción, existen varios tipos de paneles solares fotovoltaicos dependiendo al tipo de célula solar del que están compuestos: silicio monocristalino, silicio policristalino y silicio amorfo. Para el diseño del proyecto se utilizarán paneles de tipo monocristalino que aunque son paneles caros, su rendimiento es el más alto del mercado llegando hasta casi el 20%.
- Presupuesto: La última y más importante de todas, a la hora del diseño de este tipo de instalaciones encargadas por un cliente, se tendrá en cuenta la cantidad que el cliente está dispuesto a invertir sobre la instalación fotovoltaica ya que aunque se realice un diseño de gran envergadura y calidad, si el sobrepasa el presupuesto dado por la persona quién nos la encarga, será imposible la realización del proyecto.

Con estas consideraciones se ha elegido el panel solar fotovoltaico A-170M de ATERSA, empresa española con amplia experiencia en fabricación de todo tipo de dispositivos para instalaciones solares fotovoltaicas. Este tipo de módulo está creado especialmente para alimentar para sistemas de $24V_{CC}$, como instalaciones autónomas con batería de potencia elevada, bombeo directo de agua y sistemas de inyección directa de la energía a la red eléctrica como es el caso de este proyecto.

La siguiente tabla muestra los parámetros fundamentales del panel solar escogido, esto será importante a la hora de dimensionar el cableado y protecciones e importante para la elección del inversor:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	A-170M
Potencia (W en prueba -2+5 %)	170 W
Número de células en serie	72
Corriente Punto de Máxima Potencia (I_{mp})	4,75 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (V_{mp})	35,80 V
Corriente en Cortocircuito (I_{sc})	5,10 A
Tensión de Circuito Abierto (V_{oc})	43,95 V
Coefficiente de Temperatura de I_{sc} (α)	2,00 mA/°C
Coefficiente de Temperatura de V_{oc} (β)	-194,40 mV/°C
Máxima Tensión del Sistema	700 V
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Dimensiones (mm.)	1618x814x35
Peso (aprox.)	14,80 Kg.

Tabla 1: Parámetros fundamentales del módulo fotovoltaico A-170M.

3.3.1-. Orientación de los paneles.

A la hora de diseñar este tipo de instalaciones solares, es muy importante decidir la orientación de los paneles ya que interesará que los paneles capten la mayor cantidad de radiación solar posible. Esta orientación puede ser impuesta por el emplazamiento donde vamos a instalar los paneles, como es el caso de tejados con una cierta orientación, o libre si la ubicación lo permite, como extensiones de terreno llanas.

Según el IDAE, la orientación se define por el ángulo llamado azimut α , que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0° para los módulos al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

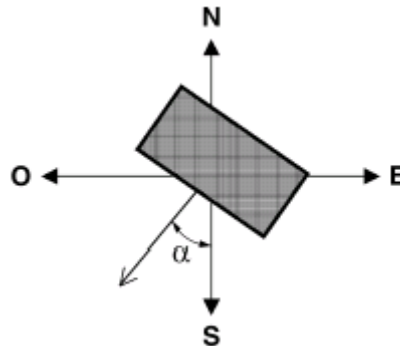


Figura 16: Representación del ángulo azimut.

Para hallar la orientación óptima de los paneles solares debe considerarse la ubicación de los mismos, en este caso, los paneles captarán la mayor cantidad de radiación solar si se orientan al sur geográfico, donde $\alpha=0^\circ$.

3.3.2-. Inclinación de los paneles.

Otro punto importante para el diseño de estas instalaciones fotovoltaicas, es la inclinación que deben tener los módulos para la captación de la mayor cantidad de radiación solar.

Según el Pliego de Condiciones del IDAE, la inclinación de los módulos solares se define mediante el ángulo de inclinación β , que es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para módulos verticales.

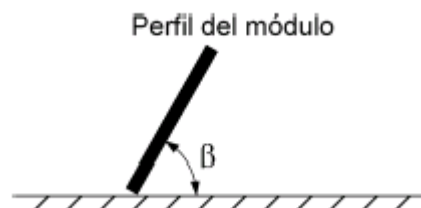


Figura 17: Inclinación de los módulos.

El cálculo de la inclinación óptima de los paneles solares, se obtendrá mediante el método de “mes peor”, en el cual, se considera el mes de menor radiación captada sobre los paneles. Para utilizar este método ha de tenerse en cuenta dos variables; el periodo para el cuál se utilizará la instalación solar fotovoltaica, debe definirse si se explotará en verano, en invierno o durante todo el año y la latitud del emplazamiento donde estarán instalados los paneles solares.

Latitud (Φ): $40^\circ 2' 7.40''$ N $\rightarrow \Phi=40,035^\circ$

Según el método de “mes peor”, la inclinación óptima aproximada de los paneles respecto a la horizontal, viene expresada en la siguiente tabla:

Periodo de diseño	β_{opt}
Diciembre	$\Phi+10^\circ$
Julio	$\Phi-20^\circ$
Anual	$\Phi-10^\circ$

Tabla 2: Inclinación de los paneles según la latitud.

Utilizando este método para obtener la inclinación óptima de los paneles solares en la instalación según el periodo de diseño sería:

Periodo de diseño	β_{opt}
Diciembre	$\Phi+10^\circ = 40,035+10 = 50,035^\circ$
Julio	$\Phi-20^\circ = 40,035-20 = 20,035^\circ$
Anual	$\Phi-10^\circ = 40,035-10 = 30,035^\circ$

Tabla 3: Inclinación de los paneles según el periodo de diseño.

Con estas inclinaciones, se obtienen las menores pérdidas por inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Estos resultados se han comprobado utilizando el programa PVSIST 4.33, en el cual introduciendo los valores de latitud de la localización, dimensiones del módulo solar y el periodo de diseño, puede comprobarse la inclinación óptima para cada uno de los periodos de diseño de la instalación obteniendo las menores pérdidas posibles.

- Periodo de diseño anual: las menores pérdidas por inclinación de los paneles las obtenemos con un ángulo de inclinación de entre 31° y 35° .

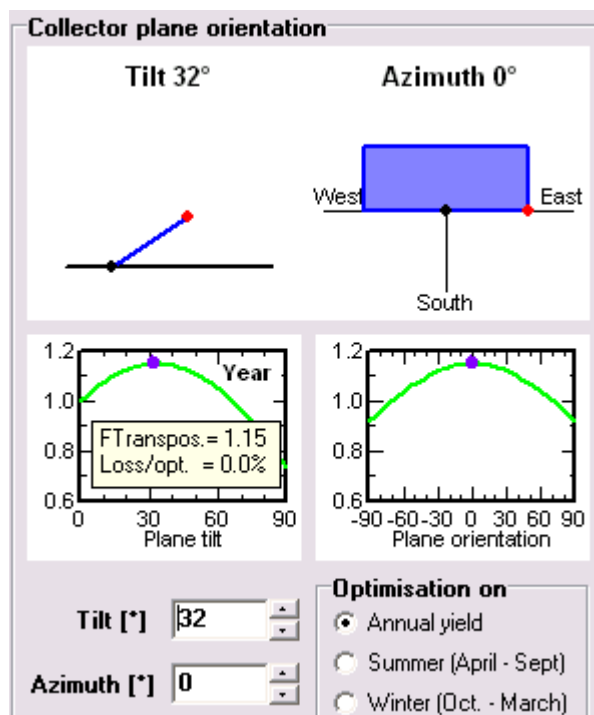


Figura 18: Detalle de PVSIST 4.33 (Anual).

- Periodo de diseño en verano: las menores pérdidas por inclinación de los paneles las obtenemos con un ángulo de inclinación de entre 16° y 18° .

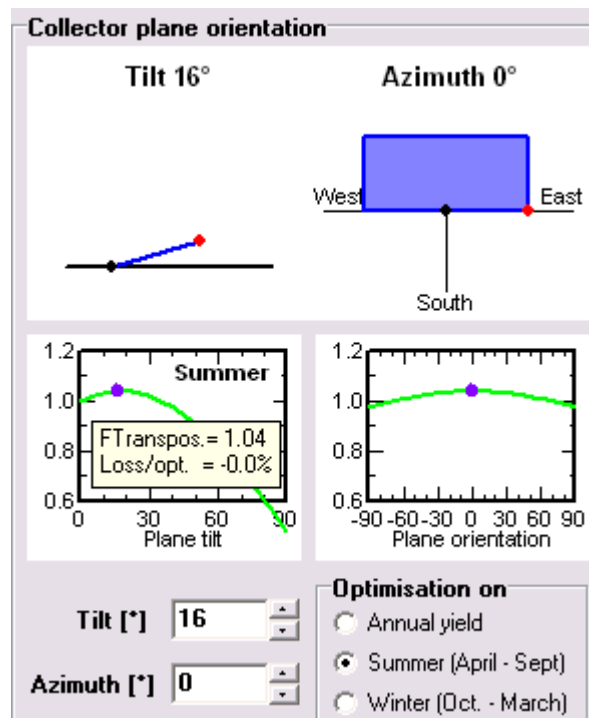


Figura 19: Detalle de PVSIST 4.33 (Verano).

- Periodo de diseño invierno: las menores pérdidas por inclinación de los paneles las obtenemos con un ángulo de inclinación de entre 52° y 53° .

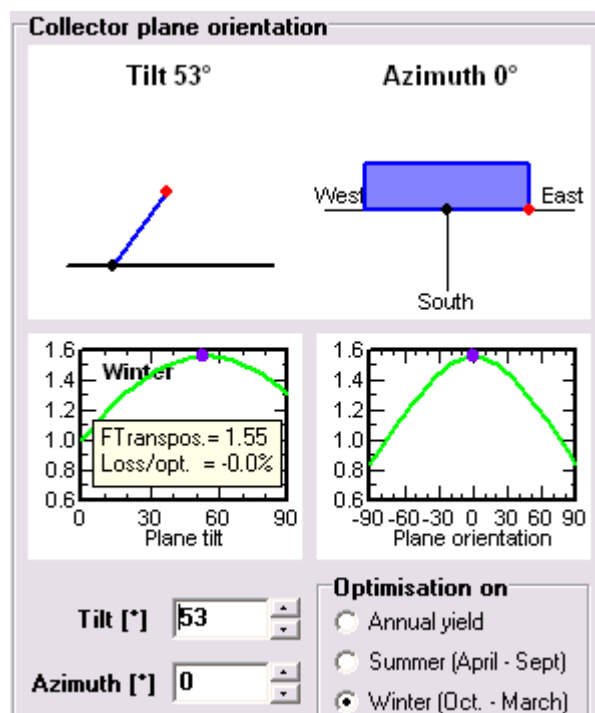


Figura 20: Detalle de PVSIST4.33 (Invierno).

Como conclusión se observa que todos los ángulos obtenidos con el programa PVSIST 4.33 son muy aproximados a los obtenidos mediante el método de “mes peor”.

Ahora bien, en este proyecto se intentará diseñar una instalación solar fotovoltaica lo más eficiente posible por lo que se aprovechará la instalación durante todo el año de la forma más eficiente posible, por este motivo se estudiará la posibilidad de poder variar el ángulo de inclinación de los paneles respecto a la horizontal dependiendo si se está explotando durante un periodo de invierno o verano, es decir, la estructura soporte de los paneles solares tendrá la capacidad de poder cambiar de ángulo cuando estén funcionando en invierno o verano a manos de los responsables de mantenimiento de la instalación, de esta manera se captará la máxima cantidad de radiación solar posible durante todo el año.

3.3.3-. Distancia mínima entre filas de módulos.

En este apartado se calculará la distancia mínima de separación entre las distintas filas de módulos solares que componen el generador fotovoltaico para que no se produzcan sombras de unos módulos sobre otros.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la distancia “d”, medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura “h”, que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia “d” será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

En la siguiente figura se muestran todas las medidas que debemos tener en cuenta:

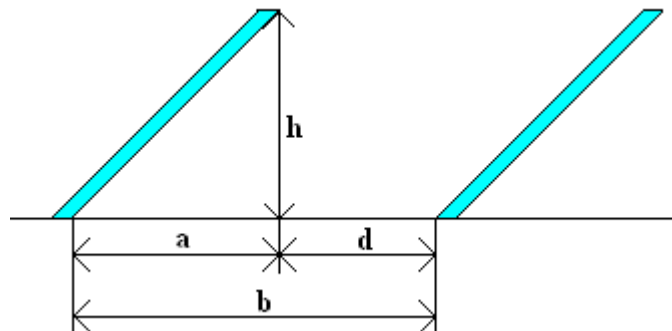


Figura 21: Esquema de distancias mínimas.

La distancia de separación entre filas de módulos dependen del ángulo de inclinación de éstos, así que cuanto más inclinado esté el panel, deberá guardarse mayor distancia entre filas.

En el caso proyectado, al tener dos posiciones, una para verano y otra para invierno, los paneles han de colocarse a una distancia aceptable para ambos periodos. Como los paneles estarán fijos a la azotea, los paneles se colocarán a la distancia que marque la ecuación anterior para un ángulo de 52° ya que es la máxima inclinación y donde deberá guardarse la máxima distancia entre filas de paneles.

Por lo tanto, sabiendo que la longitud del panel es de 814mm y forma un ángulo con la horizontal de 52°, la altura “h” de los paneles será:

$$h = \text{sen}52^\circ \cdot 0,814\text{m} = 0,64\text{m}$$

Conocida la altura que tendrán los paneles en su inclinación máxima y la latitud del lugar (40,035°), la distancia “d” entre paneles será de:

$$d = \frac{h}{\text{tag}(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{0,64\text{m}}{\text{tag}(61^\circ - 40,035^\circ)} = 1,67\text{m}$$

Por tanto la distancia entre los extremos inferiores de dos paneles consecutivos resultará de la suma de la distancia $d=1,67\text{m}$ y la proyección de la longitud del panel sobre el suelo, es decir, $a = \cos 52^\circ \cdot 0,814\text{m} = 0,5\text{m}$; en total cada panel estará separado una distancia 2,17m.

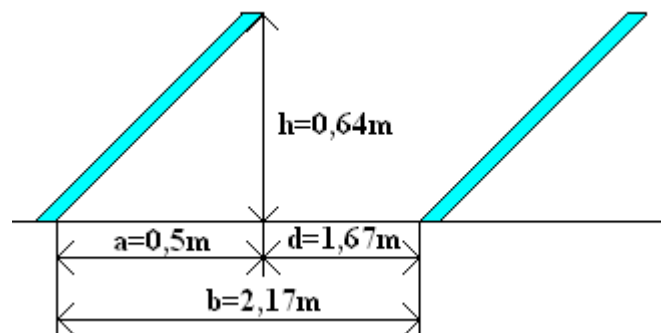


Figura 22: Dimensiones entre paneles.

3.3.4-. Cálculo del número de paneles.

En este punto se especificará cuantos paneles solares serán utilizados en la instalación y cómo se conectarán entre sí teniendo en cuenta los siguientes puntos:

- Área de la nave a ocupar por los paneles solares; lo visto en apartados anteriores, muestra que el área que como máximo podrán ocupar los paneles solares no es la totalidad de la azotea, sino que será un área rectangular cuya base está orientada totalmente al sur de dimensiones 56,23x29,57m.
- La separación entre filas; una vez calculada la separación mínima que debe haber entre filas de paneles, se podrá calcular el número de éstas que se podrán colocar sobre el área útil de la azotea:

$$\text{número_máximo_de_filas_de_paneles} = \frac{29,67\text{m}}{2,17\text{m}} = 13,67 \text{ filas}$$

- Las dimensiones del panel solar; conociendo el área máxima que pueden ocupar los paneles solares y las dimensiones de cada uno de ellos, se obtienen cuantos paneles podrán colocarse en fila.

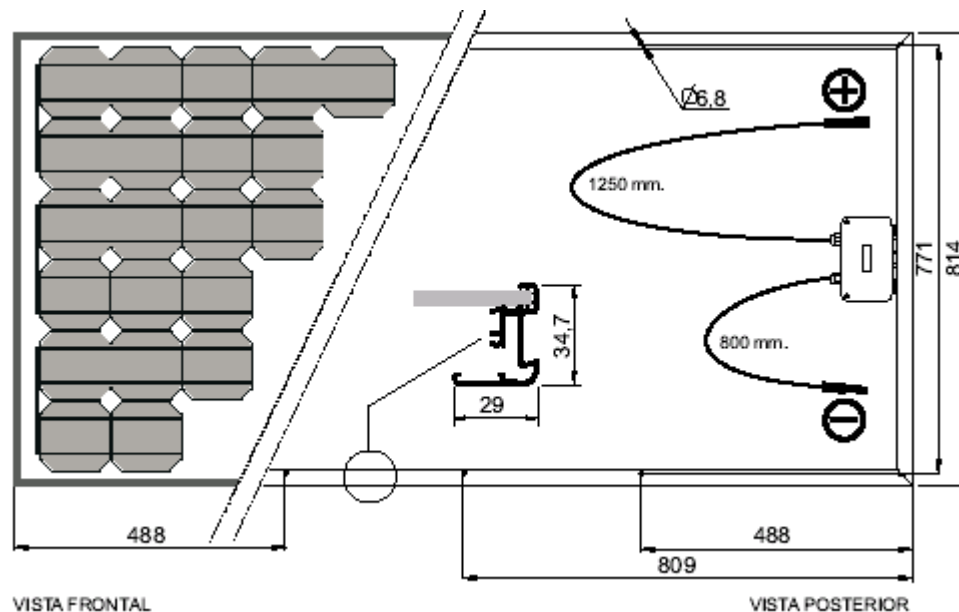


Figura 16: Dimensiones del módulo fotovoltaico A-170M.

Conocidas las dimensiones de los paneles solares, 1618x814x35mm, el área máxima a ocupar, 56,23x29,57m y teniendo en cuenta que los paneles estarán dispuestos horizontalmente, para que la separación entre columnas que calculada a continuación sea inferior y ofrezcan menor oposición al viento a la hora de calcular la estructura soporte, en cada fila podrán colocarse:

$$\text{número_máximo_de_paneles_por_fila} = \frac{56,23m}{1,618m} = 34,75 \text{ paneles}$$

Una vez obtenido el número máximo tanto de paneles como de filas que se pueden instalar en el área útil de la azotea, se calculará el número de paneles solares del que estará compuesto el generador fotovoltaico y con ello, su potencia nominal. Se han escogido 30 paneles por fila y un total de 12 filas en la azotea de la nave, lo que hacen un total de 360 paneles, si cada uno de estos paneles ATERSA A-170M tiene una potencia nominal de 170W, la potencia máxima que podrá entregar el generador fotovoltaico será de 61.200W.

La conexión de los paneles que componen el generador fotovoltaico será la siguiente; en total de 30 ramales conectados en paralelo compuestos de 12 paneles cada uno conectados en serie, la conexión de los paneles es muy importante para la elección del inversor, puesto la toma de dicha decisión estará basada en los valores de corriente y sobre todo de tensión que producirá el campo de paneles.

3.4-. Cálculo de la estructura soporte.

La estructura soporte de la instalación estará adecuada para poder variar su inclinación durante distintos periodos de funcionamiento, variando el ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico hasta un ángulo óptimo dependiendo si es verano o invierno se conseguirá captar la mayor cantidad de radiación solar posible en cada periodo de funcionamiento aumentando la eficiencia de la instalación.

3.4.1-. Sobrecargas soportadas.

Tal y como anuncia el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la estructura soporte de los paneles solares deberá resistir las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88. Para este caso, no se considerarán sobrecargas por nieve puesto que en esta zona de la provincia de Toledo existe apenas riesgo de producirse nevadas durante el invierno y si ocurren, son de baja intensidad no ocasionando posibles sobrecargas a las estructuras.

Por otro lado, se tendrá en cuenta la sobrecarga producida por el viento en dicha zona, la estructura será dimensionada para soportar vientos de unos 120 km/h como máximo. Éste cálculo se realizará partiendo de la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos como es el viento.

Las estructuras soporte tendrán la orientación óptima para la cual los paneles captan la mayor cantidad de radiación solar, es decir, orientarán los módulos hacia el sur, por tanto, los vientos que mayor carga ofrecerán sobre los anclajes serán los procedentes del norte, generando una fuerza sobre la estructura como se indica en la figura:

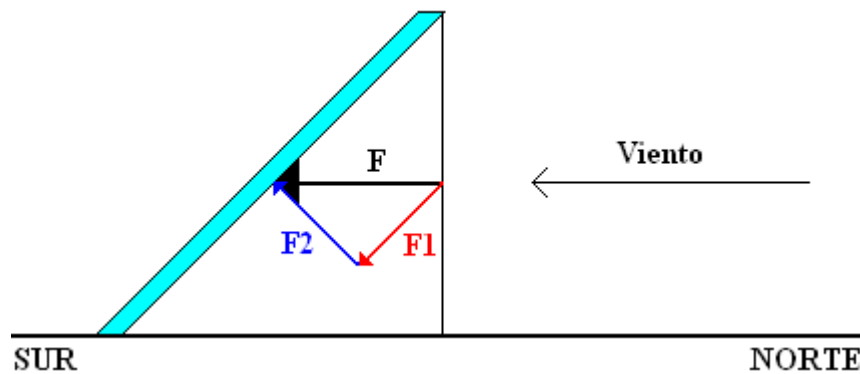


Figura 17: Diagrama de fuerzas sobre la estructura.

En su camino, el viento encontrará una superficie obstáculo de altura definida por las dimensiones de los paneles solares y la inclinación a la que se encuentran. Cuanta mayor sea la inclinación de los paneles solares, mayor será la superficie obstáculo para el viento y por tanto, mayor será la carga que ejerza el viento sobre la estructura, por éste motivo, al tener dos posibles posiciones de los paneles, se dimensionará la estructura para que soporte la máxima carga que se dará con un ángulo de inclinación de 52°.

Para una inclinación de 52°, la superficie obstáculo que encuentra el viento viene dada por:

$$S_{\text{OBSTÁCULO}} = \text{Área}_{\text{panel}} \cdot \text{sen}\beta = 1,618 \cdot 0,814 \cdot \text{sen}52^\circ = 1,03\text{m}^2$$

La fuerza que el viento ejerce sobre la superficie obstáculo ofrecida por los paneles solares viene dada en forma de presión, a unos 120km/h, la presión que ejerce el viento sobre una superficie perpendicular a su dirección es de unos 735N/m², por tanto la fuerza total que el viento ejerce sobre los paneles es de 735N.

Ahora bien, de esta fuerza que se ejerce sobre los paneles solares, parte de ella se pierde al deslizarse por la superficie de los módulos ya que no están totalmente perpendiculares al viento. Por este motivo, la fuerza total que se ejerce sobre los paneles se puede descomponer en dos componentes de diferente dirección; F_1 cuya dirección es paralela a la superficie del panel y no ejerce fuerza sobre el mismo al deslizarse el viento y F_2 cuya dirección es perpendicular a la superficie del panel y es quién realmente ejerce la carga sobre la superficie soporte.

El valor de F_2 viene dado por el ángulo de inclinación de la estructura:

$$F_2 = F \cdot \text{sen}\beta = 735 \cdot \text{sen}52^\circ = 579,18N$$

Por tanto, los anclajes que unen la estructura soporte con la base de la azotea de la nave deberán soportar una fuerza de 579,18N como máximo. Durante el periodo de verano, la fuerza que ejercerá el viento sobre los soportes será inferior al estar los paneles más inclinados y ofrecer menor superficie obstáculo al viento, por lo tanto los anclajes estarán sobredimensionados para el periodo veraniego donde el ángulo es de 16° .

3.4.2-. Características del soporte.

La estructura soporte que se utilizará en la instalación será encargada a la empresa de equipos fotovoltaicos ATERSA la misma que proporcionará los módulos solares y el inversor senoidal de conexión a red trifásico para la instalación debida a la gran calidad que ofrece la empresa y los materiales con los que trabaja.

La estructura soporte será de acero galvanizado en caliente, tal y como se anuncia en la norma UNE 37-501 y UNE 37-508, ofreciendo una gran protección ante golpes y abrasión. Cumpliendo el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la tornillería utilizada deberá ser realizada en acero inoxidable cumpliendo la norma MV-106 o bien al ser una estructura de acero galvanizado, los tornillos utilizados para la unión de elementos del soporte también podrán ser del mismo material con excepción de los tornillos utilizados para la unión entre los paneles solares y la estructura que deberán ser obligatoriamente de acero inoxidable.

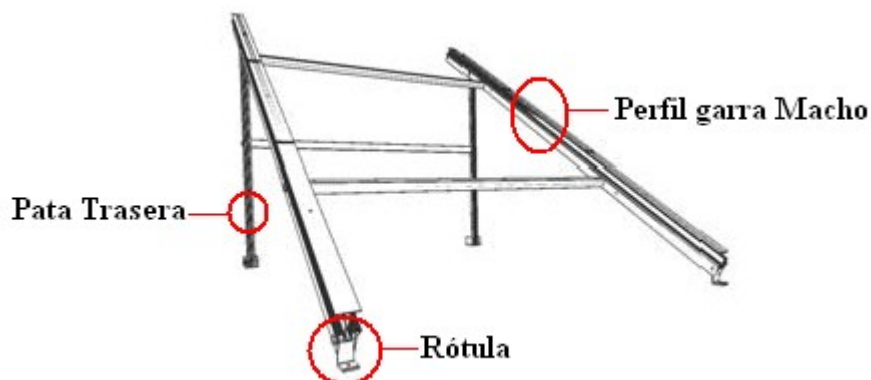


Figura 18: Esquema de estructura soporte.

Tanto la estructura soporte como los topes de sujeción de los módulos solares, no deberán ofrecer sombra alguna sobre los módulos. Además la constitución tanto de la estructura soporte como el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

Las estructuras estarán formadas por carriles con perfiles garra macho donde se fijarán los módulos con perfiles garra hembra a la estructura soporte. En la parte final de cada carril, se dispondrá una rótula que permitirá la variación de la inclinación de la estructura. Las patas traseras donde se apoyará la estructura podrán deslizarse para abatir la estructura hasta el ángulo de inclinación deseado, estas patas poseerán dos topes que indiquen la inclinación óptima para el periodo de invierno (52°) y para el periodo de verano (16°).

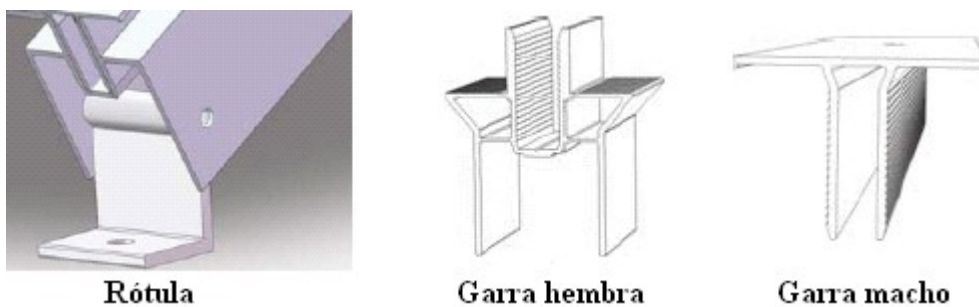


Figura 19: Componentes de la estructura soporte.

3.5.- Elección del inversor.

Una de las decisiones más importantes que se deben tomar en este tipo de diseños es la elección correcta de un inversor. Para la elección de un inversor que cumpla tanto las normas establecidas por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, como los requerimientos técnicos que imponen los paneles solares, se calcularán las tensiones y corrientes máximas y mínimas que podrán tenerse a la salida del generador teniendo en cuenta tanto el funcionamiento normal de los paneles solares a la hora de entregar la máxima potencia como el funcionamiento de los paneles solares cuando están sometidos a condiciones de temperatura distintas a las establecidas en las condiciones estándar de medida.

3.5.1.- Tensión y corriente en el punto de máxima potencia.

Uno de los puntos a considerar a la hora de la elección del inversor será que esté equipado con un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles para así obtener la máxima eficiencia energética del generador, por lo tanto se considerará que en condiciones normales de funcionamiento, se entregará la máxima potencia a una tensión dada en la hoja de características.



La tensión normal de funcionamiento o tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico conociendo la disposición de paneles en serie y paralelo a la cual deberá funcionar el inversor en condiciones normales vendrá dada al multiplicar la tensión de punto de máxima potencia (V_{mpp}) de cada panel por el número de paneles en serie en cada ramal del generador:

$$V_{mppTOTAL} = V_{mpp} \cdot N_s = 35,8V \cdot 12 \text{ paneles} = 429,6V$$

Y la corriente que suministra el generador fotovoltaico cuando proporciona la máxima potencia vendrá dada al multiplicar la corriente de punto de máxima potencia (I_{mpp}) de cada panel por el número de paneles en paralelo o ramales:

$$I_{mppTOTAL} = I_{mpp} \cdot N_p = 4,75A \cdot 30 \text{ ramales} = 142,5A$$

3.5.2-. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura.

En la azotea de la nave se considerará un rango de temperaturas ambiente de entre -5°C como mínimo en invierno y 45°C como máximo en verano, con estas temperaturas la temperatura de célula será distinta a 25°C , valor considerado como condición estándar de medida y para el cual se muestran los parámetros fundamentales de los paneles solares.

La temperatura de trabajo que alcanzan las células de los paneles fotovoltaicos puede aproximarse mediante la expresión:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \cdot I$$

donde:

- T_p es la temperatura que alcanza la célula a una temperatura ambiente determinada.
- T_a es la temperatura ambiente del lugar donde están instalados los paneles solares.
- T_{ONC} es la temperatura nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento, de 1 m/s . ($T_{ONC} = 47^\circ \text{C}$).
- I es la irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentre. (En verano $I = 1000 \text{ W/m}^2$ y en invierno $I = 100 \text{ W/m}^2$).



Para conocer la tensión de circuito abierto que se medirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a 25° C, se aplicará el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto (V_{OC}) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$V_{OC(X^{\circ}C)} = V_{OC(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(T)$$

donde:

- $V_{OC(X^{\circ}C)}$ es la tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de célula X.
- $V_{OC(25^{\circ}C)}$ es la tensión a circuito abierto del panel en condiciones estándar de medida. ($V_{OC(25^{\circ}C)} = 43,95V$)
- ΔT es la variación de la temperatura de trabajo del panel y las condiciones estándar de medida.
- $\Delta V_{OC}(T)$ es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel. $\Delta V_{OC}(T) = -194,4 mV/^{\circ}C$.

La corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a 25° C, se aplicará el coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito (I_{SC}) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$I_{SC(X^{\circ}C)} = I_{SC(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta I_{SC}(T)$$

donde:

- $I_{SC(X^{\circ}C)}$ es la corriente de cortocircuito del panel a una temperatura de célula X.
- $I_{SC(25^{\circ}C)}$ es la corriente de cortocircuito del panel en condiciones estándar de medida. ($I_{SC(25^{\circ}C)} = 5,1A$)
- $\Delta I_{SC}(T)$ es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel. $\Delta I_{SC}(T) = 2 mA/^{\circ}C$.

Por tanto, para una temperatura ambiente de -5° C, la temperatura de célula de los paneles solares será:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \cdot I = -5 + \left(\frac{47 - 20}{800} \right) \cdot 100 = -1,625^{\circ}C$$

Con esta temperatura de célula, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito del panel serán:

$$V_{OC(-1,625^{\circ}C)} = V_{OC(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(T) = 43,95 + (-1,625 - 25) \cdot (-0,1944) = 49,126V$$

$$I_{SC(-1,625^{\circ}C)} = I_{SC(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta I_{SC}(T) = 5,1 + (-1,625 - 25) \cdot (-0,1944) = 5,04A$$

Ahora multiplicando el número de paneles en serie por ramal del generador por la tensión de circuito abierto de cada panel para una temperatura ambiente de -5° C, se obtiene la tensión de circuito a la salida del generador fotovoltaico durante el invierno y

multiplicando el número ramales en paralelo del generador fotovoltaico por la corriente de cortocircuito de cada panel para una temperatura ambiente de -5°C , la corriente de cortocircuito a la salida del generador durante el invierno:

$$V_{OC(-1,625^{\circ}\text{C})TOTAL} = V_{OC(-1,625^{\circ}\text{C})} \cdot N_S = 49,126V \cdot 12 \text{ paneles} = 589,512V$$

$$I_{SC(-1,625^{\circ}\text{C})TOTAL} = I_{SC(-1,625^{\circ}\text{C})} \cdot N_P = 5,04A \cdot 30 \text{ ramales} = 151,2A$$

Ahora para obtener la tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico durante el periodo de verano, se considerará la temperatura de 45°C indicada anteriormente, por lo que la temperatura de las células que componen los paneles solares será:

$$T_P = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \cdot I = 45 + \left(\frac{47 - 20}{800} \right) \cdot 1000 = 78,75^{\circ}\text{C}$$

Para esta temperatura de célula, la tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito del panel serán:

$$V_{OC(78,75^{\circ}\text{C})} = V_{OC(25^{\circ}\text{C})} + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(T) = 43,95 + (78,75 - 25) \cdot (-0,1944) = 33,5V$$

$$I_{SC(78,75^{\circ}\text{C})} = I_{SC(25^{\circ}\text{C})} + \Delta T \cdot \Delta I_{SC}(T) = 5,1 + (78,75 - 25) \cdot (-0,1944) = 5,2A$$

Una vez obtenidas la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito de cada módulo solar bajo una temperatura ambiente de 45°C , se hallará la tensión a circuito abierto total del generador multiplicando ésta tensión por el número de paneles solares conectados en serie en cada ramal del generador y la corriente de cortocircuito total del generador multiplicando corriente de cortocircuito de cada uno de los módulos solares por el número de ramales o paneles conectados en paralelo del generador:

$$V_{OC(78,75^{\circ}\text{C})TOTAL} = V_{OC(78,75^{\circ}\text{C})} \cdot N_S = 33,5V \cdot 12 \text{ paneles} = 402V$$

$$I_{SC(78,75^{\circ}\text{C})TOTAL} = I_{SC(78,75^{\circ}\text{C})} \cdot N_P = 5,2A \cdot 30 \text{ ramales} = 156A$$

Por último, deberán tenerse en cuenta los valores de tensión de máxima potencia que se alcanzarán en la instalación ya que éstos variarán al igual que los valores de tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito según varíe la temperatura ambiente.

Para obtener el coeficiente de variación para tensión de máxima potencia respecto a la temperatura se utilizará la igualdad $V_{mpp} \approx 0,76 \cdot V_{OC}$ ya que la variación también lo cumplirá y por tanto $\Delta V_{mpp}(T) \approx 0,76 \cdot \Delta V_{OC}(T)$.

$$\Delta V_{mpp}(T) \approx 0,76 \cdot (-0,1944) = -0,1477V/^{\circ}\text{C}$$

Las tensiones que cada uno de los módulos solares alcanzarán en el punto de máxima potencia cuando se encuentren a temperatura ambiente de -5°C (temperatura de célula fotovoltaica $-1,625^{\circ}\text{C}$) y de 45°C (temperatura de célula fotovoltaica $78,75^{\circ}\text{C}$) serán:



$$V_{mpp(78,75^{\circ}C)} = V_{mpp(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta V_{mpp}(T) = 35,8 + (78,75 - 25) \cdot (-0,1477) = 27,85V$$

$$V_{mpp(-1,625^{\circ}C)} = V_{mpp(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta V_{mpp}(T) = 35,8 + (-1,625 - 25) \cdot (-0,1477) = 39,73V$$

Por tanto el rango de tensiones del punto de máxima potencia que deberá ser soportado por el inversor será calculado multiplicando los valores de tensión de máxima potencia de cada módulo solar obtenidos para las diferentes condiciones por el número de paneles conectados en serie en cada uno de los ramales, obteniéndose así, la tensión máxima y mínima que proporcionará el generador fotovoltaico en condiciones de máxima potencia:

$$V_{mpp(78,75^{\circ}C)TOTAL} = V_{mpp(78,75^{\circ}C)} \cdot N_S = 27,85V \cdot 12 \text{ paneles} = 340V$$

$$V_{mpp(-1,625^{\circ}C)TOTAL} = V_{mpp(-1,625^{\circ}C)} \cdot N_S = 39,73V \cdot 12 \text{ paneles} = 476,7V$$

3.5.3-. Inversor elegido.

Para la elección del inversor a instalar para la conversión de potencia continua a potencia alterna del generador solar fotovoltaico y posterior inyección a la red eléctrica, deberán considerarse los siguientes valores de interés:

	Tensión de máxima potencia	Tensión de circuito abierto	Corriente de cortocircuito
Invierno(-5°C)	$V_{mpp(-1,625^{\circ}C)} = 476,7V$	$V_{OC(-1,625^{\circ}C)} = 589,5V$	$I_{SC(-1,625^{\circ}C)} = 151,2A$
Verano(45°)	$V_{mpp(78,75^{\circ}C)} = 340V$	$V_{OC(78,75^{\circ}C)} = 402V$	$I_{SC(78,75^{\circ}C)} = 156A$

Tabla 4: Valores de tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito.



Atendiendo a estos valores de tensión y corriente, se ha elegido el inversor de ATERSA SIEL-SOLEIL 60/54, cuya tabla de especificaciones técnicas es:

Especificaciones Eléctricas	
1.-Conexión a la red	
Potencia Nominal de la instalación (kW)	54
Conexión	Trifásica y Neutro
2.-Generador fotovoltaico	
Potencia nominal paneles (kWp)	60
Potencia mínima/máxima paneles (kWp)	55-65
Rango de tensión PMP	330-600
Tensión máxima de entrada a módulos	700V _{DC} a 0° C
Tensión mínima de arranque (V)	400
Corriente máxima de entrada (A)	200
Número de entradas DC	1
3.-Inversor AC	
Potencia AC, P _n (kW)	54
Tensión de red nominal AC, V _n (V)	400
Corriente nominal (A)	77,9
Corriente máxima (A)	97,4
Tensión de funcionamiento	V _n ± 10%
Frecuencia de funcionamiento	50Hz ± 0,3Hz
Protección contra funcionamiento en isla	SI
4.-Otros datos	
Consumo aprox. En vacío (W)	56
THD de la intensidad AC	<3%
Control del sistema	Analógico/digital
Contactador electromecánico de desconexión	SI
Sistema de aislamiento	Transformador
Protección del interface de comunicaciones	SI
Rendimiento máximo (%)	95,5
Normativas	RD 1663/2000, CEI11-10, LVD, EMC, CE, DK5950 y DK5940
Especificaciones Físicas	
Sistema de Refrigeración	Convección natural + Ventilación forzada
Rango de temperatura de Trabajo	-5° C a 40° C
Rango de temperatura de almacenamiento	-20° C a 50° C
Humedad Relativa Máxima	95%
Nivel dB (A)	64
Dimensiones (mm) (LxWxH)	1100x800x1400
Peso (kg)	750
Índice de protección	IP21
Material envolvente	Convección natural + Ventilación forzada

Para la elección de este modelo de inversor se han tenido en cuenta varios puntos a destacar:

- El rango de tensiones en el que el inversor puede trabajar oscila entre 330 y 600V, por tanto, trabajará perfectamente bajo cualquiera de las condiciones en las que se encuentren los paneles fotovoltaicos ya que cuando los paneles estén entregando la máxima potencia, la tensión total que producirán en dicho punto de máxima potencia oscilará entre $V_{mpp(-1,625^{\circ}C)} = 476,7V$ y $V_{mpp(78,75^{\circ}C)} = 340V$ que está dentro del rango de tensiones. Además si los paneles están trabajando en condiciones invernales, como máximo suministrarán



una tensión de circuito abierto de $V_{OC(-1,625^{\circ}C)TOTAL} = 589,512V$ que también se encuentra en el rango de tensión de funcionamiento del inversor. Por otro lado, cuando los paneles trabajen bajo condiciones de altas temperaturas, la tensión máxima de circuito abierto que ofrecerán será de $V_{OC(78,75^{\circ}C)TOTAL} = 402V$ que está dentro del rango de tensiones.

- La máxima tensión de entrada a módulos es de $700V_{DC}$, por tanto cumple perfectamente los requerimientos técnicos de la instalación solar ya como máximo los paneles solares suministrarán una tensión de circuito abierto de $V_{OC(-1,625^{\circ}C)TOTAL} = 589,512V$ bajo condiciones ambientales invernales.
- La corriente máxima de entrada al inversor son $200A$, éste valor es superior a la máxima corriente proporcionada por los paneles solares de $I_{SC(78,75^{\circ}C)TOTAL} = 156A$ que será la producida en condiciones de cortocircuito a una temperatura ambiente de $45^{\circ}C$.
- La potencia nominal de paneles para la que está diseñado este inversor es $60kW_p$, pero permite un rango de potencias de funcionamiento de paneles de entre $55kW_p$ y $65kW_p$ en el cual el rendimiento del inversor seguirá siendo máximo ya que se supone que los paneles no entregarán la máxima potencia siempre, el generador fotovoltaico en este caso suministrará una potencia de $61,2kW_p$ como máximo, valor que está dentro del rango de potencias para que el inversor está dimensionado y en el caso de llegar a producir la máxima potencia, el inversor funcionará a pleno rendimiento.

El inversor ATERSA 60/54 cumple con la normativa vigente para este tipo de equipos destinados a la producción de energía mediante la tecnología solar fotovoltaica pero para su colocación en el exterior debido a su bajo índice de protección IP21, deberá instalarse dentro de una caseta para aumentar su grado de protección ante condiciones externas adversas.

Como último punto de este apartado y no por ello menos importante, para la elección de este inversor se ha tenido en cuenta, además de todo lo anterior, su precio, ya que se podría considerar que para labores de mantenimiento si se instalaran varios inversores de inferior potencia nominal podría seguir funcionando parte de la instalación fotovoltaica pero lo cierto es que al consultar otro tipo de inversores de menor potencia nominal, resulta bastante más económico realizar la conversión de potencia continua a potencia alterna con un solo inversor de $60kW$ que con varios inversores de menor potencia nominal.

3.6.- Cableado.

La instalación solar fotovoltaica a proyectar se ha dividido en varios tramos de conexión entre los diferentes equipos y cajas de conexión que la componen. Dichos tramos de cableado poseerán diferente sección de conductores puesto que la carga que circulará por cada uno de ellos será diferente dependiendo los equipos que interconecten.

Como se decidió anteriormente, el generador fotovoltaico estará formado por 30 ramales compuestos de 12 módulos en serie, conectados en paralelo, las conexiones de cada 6 ramales irán a una caja de conexión de grupo y la conexión de todas las 5 cajas de conexión de grupo irán a la caja de conexión de generador fotovoltaico.

Se establecerán 4 tramos diferenciados en la instalación; tres de ellos para corriente continua y un último tramo para corriente alterna.

Para los tramos de corriente continua se utilizarán conductores de tipo 0,6/1kV de cobre con aislamiento en PVC. El tipo de instalación será de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra según la definición del REBT en la norma ITC-BT-19.









A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
B		Conductores aislados en tubos ¹⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ¹⁾				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
E		Cables multiconductores al aire libre ²⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0,3D ³⁾					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾					3x PVC				3x XLPE o EPR ¹⁾			
G		Cables unipolares separados mínimo D ¹⁾								3x PVC ¹⁾		3x XLPE o EPR		
Cobre			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
			70				149	160	171	188	202	224	244	321
			95				180	194	207	230	245	271	296	391
			120				208	225	240	267	284	314	348	455
			150				236	260	278	310	338	363	404	525
			185				268	297	317	354	386	415	464	601
			240				315	350	374	419	455	490	552	711
			300				360	404	423	484	524	565	640	821

Tabla 5: Intensidades admisibles (A) al aire 40° C. Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.

La instalación de las canales protectoras donde irán alojados los conductores del circuito se llevará a cabo tal y como muestra la norma ITC-BT-21:

- La instalación y puesta en obra de las canales protectoras deberá cumplir lo indicado en la norma UNE 20.460-5-52 y en las Instrucciones ITC-BT-19 e ITC-BT-20.

- El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan al local donde se efectúa la instalación.
- Las canales con conductividad eléctrica deben conectarse a la red de tierra, su continuidad eléctrica quedará convenientemente asegurada.
- No se podrán utilizar las canales como conductores de protección o de neutro, salvo lo dispuesto en la Instrucción ITC-BT-18 para canalizaciones prefabricadas .
- La tapa de las canales quedará siempre accesible.

Se ha optado por canaletas marca UNEX, modelo 66U23X aislantes con tapa de PVC M1 por sus buenas características técnicas:

- Protección contra contactos directos e indirectos.
- Sin necesidad de puesta a tierra.
- Evita corrientes de fuga, cortocircuitos con las bandejas y arcos eléctricos.
- El corte de la bandeja no produce aristas que dañen el aislamiento de los conductores.



Figura 20: Canaletas UNEX, modelo 66U23X

Para el cálculo de la sección en los tramos de corriente continua se utilizará la ecuación:

$$s = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC}}{u \cdot C}$$

donde:

- S es la sección teórica del conductor en [mm²].
- L es la longitud del conductor [m].
- I_{CC} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A].
- u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%.
- C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en éste caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es 56m/Ω*mm².

En el último tramo de la instalación donde ya se ha producido la conversión de potencia continua a potencia alterna, la instalación del cableado será diferente, en éste tramo los conductores de tipo 0,6/1kV estarán enterrados, estarán constituidos de cobre con aislamiento PVC y el diseño se basará en la norma ITC-BT-07 para redes subterráneas para distribución en baja tensión.



SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Tabla 6: Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada.

En este tramo el cableado será trifásico con lo que la sección teórica mínima que se utilizará en los conductores vendrá dada por la ecuación:

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{u \cdot C} = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_L}$$



donde:

- S es la sección teórica del conductor en $[\text{mm}^2]$.
- L es la longitud del conductor $[\text{m}]$.
- P es la potencia máxima que transporta el cable $[\text{W}]$.
- u es la caída de tensión $[\text{V}]$ que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 2%.
- C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en éste caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es $56\text{m}/\Omega\cdot\text{mm}^2$.
- U_L es la tensión de línea de la red $[\text{V}]$.

3.6.1-. Tramos de cableado.

Los cuatro tramos de los que estará formada la instalación serán los siguientes:

1) Módulos solares → Caja de conexión de grupo.

Estará comprendido entre la salida de cada uno de los ramales del generador conectados en serie y una caja de conexión de grupo donde llegarán las salidas de 6 ramales de módulos conectados en serie. En dicha caja de conexión de subgrupo se alojarán los elementos encargados de la protección de cada uno de los 6 ramales por separado y las protecciones del cableado de interconexión de grupo formado por 6 ramales. A las cajas de conexión de subgrupo llegarán 12 conductores; 6 correspondientes a los polos positivos de cada ramal y 6 correspondientes a los negativos y saldrán 2 conductores, uno de polaridad negativa y otro positiva.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor $[\text{m}]$. Se tomará como longitud del cable la distancia del módulo más alejado hasta su caja de conexión, **35m**.
- I_{CC} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles $[\text{A}]$. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, **5,1A**.
- u es la caída de tensión $[\text{V}]$ que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del **1,5%**. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel $V_{mpp} = 35,8\text{V}$, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 12 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de $35,8\text{V} \cdot 12 \text{ paneles} = 429,6\text{V}$.
- C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en éste caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es **$56\text{m}/\Omega\cdot\text{mm}^2$** .



Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$s = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc}}{u \cdot C} = \frac{2 \cdot 35 \cdot 5,1}{0,015 \cdot 429,6 \cdot 56} = 0,989 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de **1,5mm²**.

Atendiendo a la anterior tabla 5 extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 1,5mm², de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 15A.

A esto hay que aplicarle el coeficiente de reducción de 0,91 debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son de 45° C diferentes a los 40° C que tiene como base la tabla del reglamento lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor. Por tanto, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a $I_{admisible} = 15A \cdot 0,91 = 13,65A$ valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 5,1A, con lo cual el conductor de **1,5mm²** es válido.

2) Caja de conexión de grupo → Caja de conexión de generador fotovoltaico.

Estará comprendido entre cada caja de conexión de grupo donde se unen 6 ramales hasta la caja de conexión de generador fotovoltaico donde se unen los conductores de las 5 cajas de conexión de grupo.

A esta caja de conexión de generador llegan 2 conductores de cada una de las cajas de conexión de grupo, uno positivo y otro negativo. En total llegan 10 conductores y salen 2 únicos conductores, uno positivo y otro negativo, hacia el inversor. En ésta caja de conexión de generador se encuentran los elementos necesarios para la protección del generador fotovoltaico completo.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión de grupo más alejada y la caja de conexión de generador, **25m**.

- I_{cc} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A]. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 5,1A, pero en este tramo se unen 6 ramales por lo tanto la corriente máxima que circulará por los conductores será de $5,1A \cdot 6 \text{ ramales} = \mathbf{30,6A}$.



- u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del **1,5%**. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel $V_{mpp} = 35,8V$, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 12 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de $35,8V \cdot 12 \text{ paneles} = 429,6V$.

- C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en éste caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es **56m/Ω*mm²**.

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$s = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC}}{u \cdot C} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 30,6}{0,015 \cdot 429,6 \cdot 56} = 4,23mm^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de **6mm²**.

Atendiendo a la anterior tabla 5 extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 6mm², de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 36A.

A esto hay que aplicarle el coeficiente de reducción de 0,91 debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son de 45° C diferentes a los 40° C que tiene como base la tabla del reglamento lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor. Por tanto, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a $I_{admissible} = 36A \cdot 0,91 = 32,76A$ valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 30,6A, con lo cual el conductor de 6mm² es válido.

NOTA: La sección de los conductores para este tramo será mayor puesto que una vez estudiadas las protecciones se ha comprobado que no existen protecciones para esta sección e intensidades admisibles, se ha escogido un conductor de sección **10mm²** que al ser de sección superior cumple con la ley de capacidad máxima admisible.

3) Caja de conexión de generador fotovoltaico → Inversor.

Estará comprendido entre la caja de conexión de generador fotovoltaico de donde salen verticalmente hacia abajo por la pared norte de la nave los dos conductores principales que transportan la potencia que el generador de la azotea está suministrando hasta la caseta del inversor situada en la base de la nave junto a la fachada norte.

Al inversor llegan dos cables, uno positivo y otro negativo correspondiente al final de circuito de corriente continua y a la salida comienza el último tramo correspondiente al circuito de corriente alterna.



Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión de generador y la caseta del inversor, ésta corresponde a la altura de la nave, **10m**.

- I_{CC} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A]. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 5,1A, pero cada conjunto de 6 ramales puede llegar a suministrar 30,6A, si en la caja de conexión del generador se conectan todos los ramales, la corriente máxima que se puede alcanzar será $5,1A \cdot 30ramales = 153A$.

- u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del **1,5%**. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel $V_{mpp} = 35,8V$, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 12 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de $35,8V \cdot 12paneles = 429,6V$.

- C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en éste caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es **56m/Ω*mm²**.

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$s = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC}}{u \cdot C} = \frac{2 \cdot 10 \cdot 153}{0,015 \cdot 429,6 \cdot 56} = 8,47mm^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de **10mm²**.

Atendiendo a la anterior tabla 5 extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 10mm², de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 50A.

A esto hay que aplicarle el coeficiente de reducción de 0,91 debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son de 45° C diferentes a los 40° C que tiene como base la tabla del reglamento lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor. Por tanto, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a $I_{admisibile} = 50A \cdot 0,91 = 45,5A$ valor inferior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será 153A, con lo cual el conductor de 100mm² no es válido, se escogerá la sección inmediatamente superior de conductor que admita una intensidad máxima superior a 153A.



La sección escogida será de **95mm²** admite una corriente máxima de 194A y aplicando el coeficiente de reducción por temperatura de 0,91 admite una corriente de 176,5A, valor superior a los 153A que podrían circular por este tramo.

4) Inversor → Red de baja tensión.

Estará comprendido desde la salida trifásica del inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión donde se inyectará la potencia continua producida por el generador fotovoltaico convertida a alterna por el inversor.

Este circuito será en corriente alterna y su instalación será diferente a los demás tramos diseñados anteriormente.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable, la distancia entre la caseta del inversor y el punto de conexión a la red de baja tensión situado en un centro de transformación en la parcela 1016 del polígono, **60m**.

- P es la potencia máxima que transporta el cable [W]. Será la potencia alterna máxima que puede entregar el inversor a su salida, **54.000W**.

- U_L es la tensión de línea de la red [V]. A la salida del inversor la tensión será constante con valor 400V.

- u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 2%. A la salida del inversor existirá una tensión alterna constante de 400V, valor al cual se inyectará a la red de baja tensión, por lo tanto la caída de tensión máxima admisible en este tramo será de $u = 0,02 \cdot 400V = 8V$.

- C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en éste caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es **56m/Ω*mm²**.

El cableado del último tramo se realizará con conductores de cobre aislado en PVC enterrado bajo tubo y al tratarse de un tramo de corriente alterna, la sección mínima que los conductores deben tener será de:

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{u \cdot C} = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_L} = \frac{60 \cdot 54000}{56 \cdot 8 \cdot 400} = 18,08 \text{mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de **25mm²**.

La corriente que circulará desde el inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión vendrá dado por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es de 54kW y la tensión a la cual se realizará la conexión, 400V, teniendo en



cuenta que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot \cos \varphi} = \frac{54.000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 80 A$$

Ahora bien, el valor de corriente máxima admisible por cables tripulares o tetrapolares tipo 0,6/1kV de sección 25mm² enterrado con aislamiento en PVC según muestra la tabla 6 perteneciente a la norma ITC-BT-07 es de 125A pero a este valor debe aplicársele una serie de coeficientes de reducción debido a que las condiciones a las que puede encontrarse no son iguales a las que se basan las tablas de la norma:

- Al estar enterrado bajo tubo, la capacidad de transporte de los conductores baja al no poder evacuar bien el calor provocado por el paso de la corriente a través de ellos, por dicho motivo, se debe aplicar un factor de reducción sobre el valor de la corriente admisible por el conductor de **0,8**.
- El factor de temperatura del terreno hay que tenerla en cuenta si es diferente de 25° C según la tabla siguiente extraída de la norma ITC-BT-07:

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Tabla 7: Factor de corrección F, para temperatura de terreno distinto de 25° C.

Al tener aislamiento PVC, la temperatura de servicio es de 70° C, si se considera que la temperatura del terreno será aproximadamente de 30° C, el coeficiente que se aplicará a la corriente admisible por el conductor será, **0,94**.

- La profundidad a la que se entierran los conductores también supone una disminución en la capacidad de transporte de los mismos, dicho coeficiente se puede obtener de la tabla siguiente extraída de la norma ITC-BT-07:

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Tabla 8: Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación.

Considerando una profundidad de instalación de 1 m, el coeficiente a aplicar sobre la intensidad admisible por el conductor sería **0,97**.

Por tanto, la intensidad máxima admisible por el conductor de 25mm² bajo las condiciones descritas anteriormente será $I_{admisible} = 125 A \cdot 0,8 \cdot 0,94 \cdot 0,97 = 91,18 A$, valor superior al valor de corriente máxima que circulará por el tramo, por lo tanto, el conductor tipo 0,6/1kV de sección 25mm² con aislamiento de PVC será válido para el tramo.



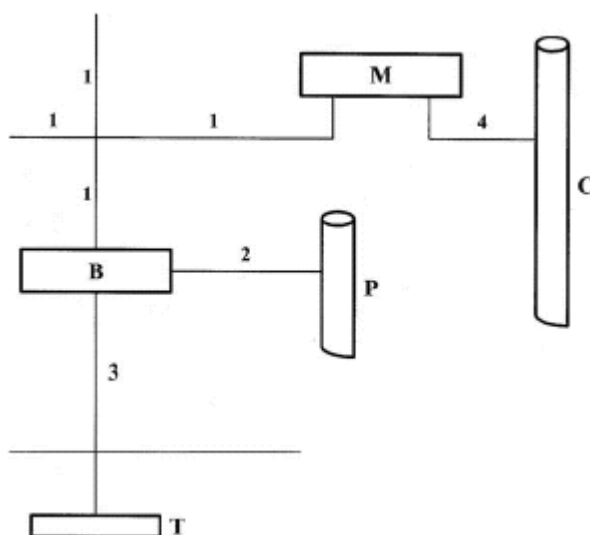
NOTA: La sección de los conductores para este tramo será mayor puesto que una vez estudiadas las protecciones se ha comprobado que no existen protecciones para esta sección e intensidades admisibles, se ha escogido un conductor de sección **35mm²** que al ser de sección superior cumple con la ley de capacidad máxima admisible.

3.6.2-. Cableado de protección

Para la protección de la propia instalación y de los posibles operarios encargados del mantenimiento de la misma, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objetivo de conseguir que el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima al terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corriente de defecto o las descargas de origen atmosférico.

Según la norma ITC-BT-18 “Instalaciones de puesta a tierra”, la puesta a tierra de una instalación está compuesta por:

- Tomas a tierra: son electrodos formados por barras, tubos pletinas o mallas que están en contacto directo con el terreno donde se drenará la corriente de fuga que se pueda producir en algún momento, estas tomas a tierra deberán ser de materiales específicos y estarán enterrados a una profundidad adecuada para las características de la instalación a proteger. En este proyecto se utilizará la toma a tierra de la nave industrial ya que al tratarse de una nave dedicada a la fabricación de elementos sanitarios, constará de una toma a tierra para la protección de sus equipos eléctricos.
- Conductores de tierra: son los conductores que unen el electrodo de la puesta a tierra de la instalación con el borne principal de puesta a tierra. Se utilizará el conductor de tierra que posee la nave.
- Bornes de puesta a tierra: son la unión de todos los conductores de protección de la instalación que provienen de los diferente elementos o masas a proteger. Se utilizará el borne de puesta a tierra que conecta los conductores de protección y el conductor de tierra de la propia nave.
- Conductores de protección: sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Unirán las masas a borne de puesta a tierra y con ello al conductor de tierra.



- 1.-Conductor de protección.
- 2.-Conductor de unión equipotencial principal.
- 3.-Conductor de tierra.
- 4.-Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- B.-Borne de puesta a tierra.
- M.-Masa.
- C.-Elemento Conductor.
- P.-Canalización principal metálica de agua.
- T.-Toma de tierra.

Figura 21: Representación de un circuito de puesta a tierra.

Según la norma ITC-BT-18 del REBT, los conductores de protección deberán ser del mismo material que los conductores activos utilizados en la instalación, en este caso serán de cobre e irán alojados en la canalización utilizada para los conductores activos de la instalación. La sección de los conductores de protección viene dada por la tabla siguiente:

Sección de los conductores de fase de la instalación $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 9: Relación entre las secciones los conductores de protección y los de fase.

Por tanto, los conductores de protección tendrán diferente sección dependiendo el tramo de cableado donde se encuentren:

1) Módulos solares → Caja de conexión de grupo.

$$S_{\text{CONDUCTORES_DE_FASE}} = 1,5\text{mm}^2 \Rightarrow S_{\text{CONDCTOR_DE_PROTECCIÓN}} = 1,5\text{mm}^2$$

2) Caja de conexión de grupo → Caja de conexión de generador fotovoltaico.

$$S_{\text{CONDUCTORES_DE_FASE}} = 10\text{mm}^2 \Rightarrow S_{\text{CONDCTOR_DE_PROTECCIÓN}} = 10\text{mm}^2$$

3) Caja de conexión de generador fotovoltaico → Inversor.

$$S_{\text{CONDUCTORES_DE_FASE}} = 95\text{mm}^2 \Rightarrow S_{\text{CONDCTOR_DE_PROTECCIÓN}} = 50\text{mm}^2$$

4) Inversor → Red de baja tensión.

$$S_{\text{CONDUCTORES_DE_FASE}} = 35\text{mm}^2 \Rightarrow S_{\text{CONDCTOR_DE_PROTECCIÓN}} = 16\text{mm}^2$$



3.7.- Protecciones

Para proporcionar seguridad tanto a los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica como al personal encargado de su mantenimiento y correcta operación, es necesario proporcionar una serie de elementos de protección que aseguren una explotación correcta de la instalación.

Al igual que para el cálculo del cableado de la instalación, el cálculo de protecciones se realizará independientemente para cada uno de los circuitos que forman la instalación, diferenciando entre tramos de corriente continua y de corriente alterna, ya que las protecciones deberán ser distintas para cada tramo dependiendo la naturaleza continua o alterna del tramo y al valor de corriente admisible por los conductores.

Aunque los fusibles e interruptores para corriente continua son diferentes a los de corriente alterna, su cálculo es similar; según la norma ITC-BT-22 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, un dispositivo protege contra sobrecargas a un conductor si se verifican las siguientes condiciones:

$$\begin{aligned} \blacksquare I_B &\leq I_N \leq I_Z \\ \blacksquare I_2 &\leq 1,45 \cdot I_Z \end{aligned}$$

donde:

- I_B es la corriente de empleo o de utilización.
- I_N es la corriente nominal del dispositivo de protección.
- I_Z es la corriente máxima admisible por el elemento a proteger.
- I_2 es la corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección. (fusión de los fusibles y disparo de los interruptores automáticos).

En la protección por magnetotérmico normalizado se cumple siempre la segunda condición porque $I_2 = 1,45 \cdot I_N$, por lo que solo se debe verificar la primera condición.

En la protección por fusible tipo gG, se cumple que $I_2 = 1,6 \cdot I_N$ por lo que deben verificarse las dos condiciones de la norma.

El cálculo de protecciones se realizará dividiendo la instalación en dos grupos, uno de corriente continua y otro de corriente alterna, cada grupo será a su vez dividido en los diferentes tramos de cableado que forma la instalación solar fotovoltaica:

3.7.1.- Protecciones de continua.

La interrupción de corrientes presenta mayores problemas con redes en corriente continua que en corriente alterna. En la corriente alterna existe un paso natural de la corriente por el cero en cada semiperíodo, al cual corresponde un apagado espontáneo del arco que se forma cuando se abre el circuito. En la corriente continua esto no sucede y, para extinguir el arco, es preciso que la corriente disminuya hasta anularse. Es necesario que la interrupción se realice gradualmente, sin bruscas anulaciones de la corriente que darían lugar a elevadas sobretensiones.

El esquema unifilar de la instalación, muestra que los tramos pertenecientes a la parte de potencia continua son tres, que se encuentran entre los paneles solares fotovoltaicos y la entrada al inversor:

1) Módulos solares → Caja de conexión de grupo.

Este tramo estará protegido contra sobrintensidades mediante fusibles en cada uno de los ramales módulos del generador fotovoltaico que provoquen la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación. Cada ramal poseerá dos fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa.

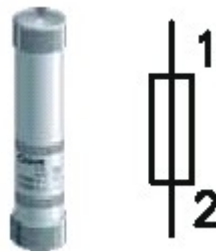


Figura 22: Fusible de corriente continua y símbolo normalizado.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de $1,5\text{mm}^2$, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$\begin{aligned} -I_B &= I_{mpp_módulo} = 4,75A \\ -I_Z &= I_{MAX_admisible} = 13,65A \end{aligned}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$\begin{aligned} I_B &\leq I_N \leq I_Z \\ 4,75A &\leq I_N \leq 13,65A \Rightarrow I_N = 10A \end{aligned}$$

A continuación se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusibles es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla $I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$:

$$\begin{aligned} I_2 &= 1,6 \cdot I_N = 1,6 \cdot 10 = 16A \\ I_2 &\leq 1,45 \cdot I_Z \Rightarrow 16A \leq 1,45 \cdot 13,65A \Rightarrow 16A \leq 19,8A \end{aligned}$$

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de **10A** en cada ramal de paneles conectados en serie del generador solar fotovoltaico.

2) Caja de conexión de grupo → Caja de conexión de generador fotovoltaico.

Este tramo estará protegido por tres elementos:

- Descargador: Las instalaciones fotovoltaicas que se caracterizan por ocupar extensas superficies están especialmente expuestas a las descargas atmosféricas y las consiguientes sobretensiones transitorias. Las consecuencias de estas sobretensiones son la reducción del rendimiento y la vida de la instalación. El uso de protecciones contra sobretensiones garantiza la optimización del rendimiento de la instalación y en consecuencia se muestra como una decisión altamente rentable.

Los protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica.

Las protecciones contra sobretensiones de tipo atmosférico pueden ser de dos clases:

- CLASE I: Los protectores contra sobretensiones de Clase I están destinados a ser instalados en la extremidades de las líneas exteriores de una instalación fotovoltaica para protegerla contra impactos directos de rayos. Este tipo de protección no se utilizará en esta instalación al no ocupar mucho terreno y tratarse de una zona de bajo riesgo de impacto directo por un rayo.



Figura 23: Protección contra sobretensión CLASE I y símbolo normalizado.

- CLASE II: Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas que se producen a una determinada distancia de la instalación fotovoltaica e inducen una sobretensión.

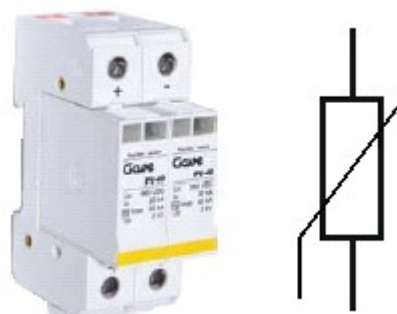


Figura 24: Protección contra sobretensión CLASE II y símbolo normalizado.

Para la elección de la protección contra sobretensiones a utilizar en la instalación, se tendrá en cuenta la tensión máxima de funcionamiento que puede producirse en el generador fotovoltaico para escoger un descargador que soporte dicha tensión. Esta tensión máxima aparece cuanto los paneles trabajan en condiciones de circuito abierto y a una temperatura ambiente de -5°C , esto produce una tensión igual a $589,12\text{V}$, por tanto se elegirá un descargador con una tensión de régimen permanente superior a este valor.

Se ha elegido el descargador SOLARTEC PST31PV de tensión de régimen permanente máxima 1000VDC .

- **Interruptor-Seccionador:** Los interruptores de continua que se instalarán en este tramo de la instalación, tendrán la función de aislar zonas del generador para labores de mantenimiento de los módulos solares como limpieza y reparación de incidencias.

Se colocarán 5 interruptores de este tipo, uno por cada subgrupo de 6 ramales del generador fotovoltaico y al abrirlos proporcionarán un aislamiento eficaz de los ramales pertenecientes a subgrupo del interruptor.

Para la elección de los interruptores-seccionadores se tendrán en cuenta dos parámetros, la tensión de servicio de la línea y la corriente que deben ser capaces de interrumpir al abrirse. Para esta instalación dichos parámetros vendrán dados por la corriente de cortocircuito que pueda producirse en cada panel por el número de ramales que conecta el interruptor-seccionador y la tensión máxima de servicio será la tensión máxima que puede darse en la instalación, es decir, bajo condiciones de circuito abierto y a una temperatura ambiente de -5°C :

$$I_{sc} = 6\text{ramales} \cdot 5,1\text{A} = 30,6\text{A}$$

$$V_{oc} = 589,512\text{V}$$

Dependiendo de la tensión de servicio a la cual va a trabajar el interruptor, se utilizará un número de polos determinado, es decir, cuanto mayor sea la tensión de servicio de la instalación, se deberán aumentar el número de interrupciones de corriente y, por consiguiente, el número de polos conectados en serie.

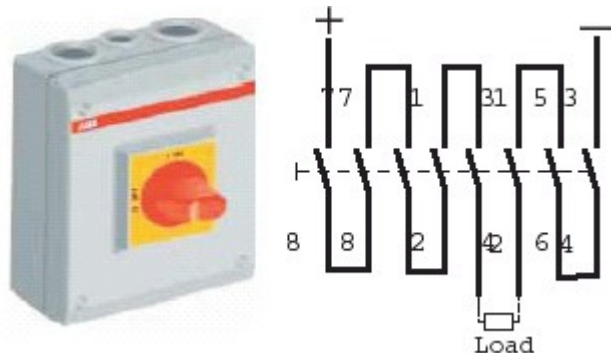


Figura 25: Interruptor multipolar de corriente continua.



Para este circuito se ha escogido un interruptor-seccionador de marca ABB modelo OTP32BA8MS con 8 polos cuya máxima tensión de servicio son 750V y capaz de interrumpir una corriente de 32A.

- Fusible: Además de un descargador de sobretensiones y un interruptor-seccionador, en cada línea de este tramo de corriente continua donde se conectan subgrupos de 6 ramales de módulos del generador fotovoltaico, se instalarán fusibles para la protección contra sobreintensidades para evitar que se sobrepasen valores de corrientes superiores a las admisibles por los conductores y equipos de la instalación.

Al igual que en el tramo anterior, se colocarán dos fusibles por cada tramo, uno para cada uno de los conductores de polaridad positiva y otro para cada uno de los conductores de polaridad negativa.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 10mm^2 , por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$\begin{aligned} - I_B &= 6\text{ramales} \cdot I_{\text{mpp_módulo}} = 28,5\text{A} \\ - I_Z &= I_{\text{MAX_admisible}} = 45,5\text{A} \end{aligned}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$\begin{aligned} I_B &\leq I_N \leq I_Z \\ 28,5\text{A} &\leq I_N \leq 45,5\text{A} \Rightarrow I_N = 40\text{A} \end{aligned}$$

A continuación se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusibles es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla $I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$:

$$\begin{aligned} I_2 &= 1,6 \cdot I_N = 1,6 \cdot 40 = 64\text{A} \\ I_2 &\leq 1,45 \cdot I_Z \Rightarrow 64\text{A} \leq 1,45 \cdot 45,5\text{A} \Rightarrow 64\text{A} \leq 65,9\text{A} \end{aligned}$$

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de **40A** en cada línea del tramo entre la caja de conexión de grupo y la caja de conexión de generador fotovoltaico.

El generador fotovoltaico estará dividido en cinco grupos de seis ramales cada uno, cada grupo tendrá su propia caja de conexión de grupo donde se instalarán tanto los fusibles de 10A encargados de la protección del primer tramo como el descargador, el interruptor-seccionador y el fusible de 40A encargados de la protección del segundo tramo.

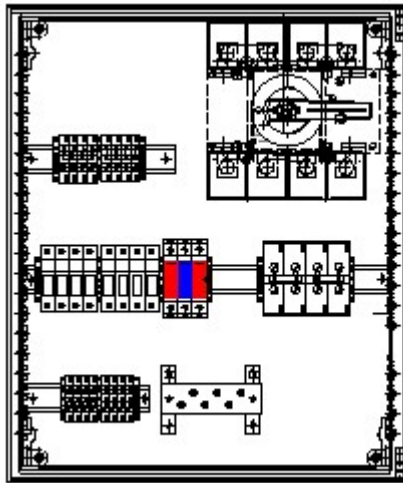


Figura 26: Caja de conexión de grupo.

A cada una de las cajas de conexión de grupo llegan 12 conductores de $1,5\text{mm}^2$, seis de polaridad positiva y seis polaridad negativa, en cada conductor se encuentra conectado un fusible de 10A. Tras los fusibles se produce la interconexión de los conductores del $1,5\text{mm}^2$ pasando a dos únicos conductores de 10mm^2 a la salida de cada una de las cajas de conexión de grupo y se instalan un descargador SOLARTEC PST31PV, el interruptor-seccionador ABB modelo OTP32BA8MS y un fusible de 40A en cada conductor.

Se utilizarán armarios marca FAMATEL de dimensiones $700 \times 500 \times 160$ y grado de protección IP-30 con entrada para canalizaciones, para superficie o empotrable y cierre con llave para realizar las maniobras oportunas.

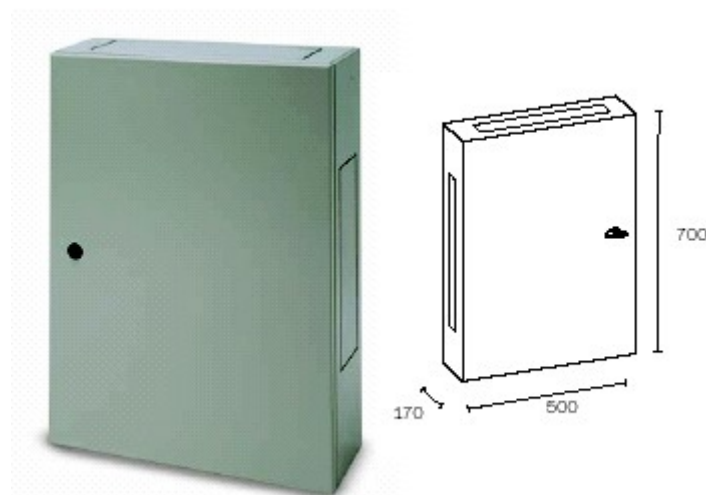


Figura 27: Caja de conexión de grupo FAMATEL $700 \times 500 \times 160$.

3) Caja de conexión de generador fotovoltaico → Inversor.

Este último tramo de corriente continua conecta todas las cajas de conexión de grupo del generador fotovoltaico con el inversor de la instalación, constará de dos únicos conductores, uno de polaridad positiva y otro de polaridad negativa.

Este tramo consta de los siguientes elementos de protección:

- Controlador permanente de aislamiento: Los controladores permanentes de aislamiento son protecciones que se utilizan en circuitos de corriente continua para detectar posibles faltas de aislamiento de los dos conductores (positivo y negativo) contra tierra.

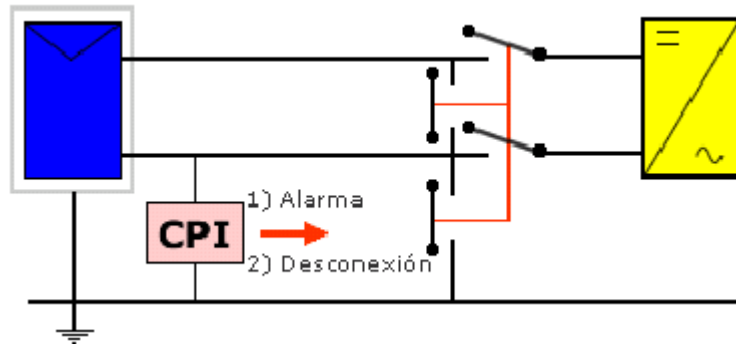


Figura 28: Esquema del controlador permanente de aislamiento.

El controlador permanente de aislamiento está formado por dos dispositivos; un vigilante de aislamiento y un interruptor de continua.

- Vigilante de aislamiento: El vigilante de aislamiento realiza una medición continua del aislamiento existente entre el conductor de polaridad positiva y el conductor de polaridad negativa, es decir, mide la resistencia existente entre ambos conductores y cuando ésta es inferior a un valor determinado, manda una señal al interruptor de corriente continua.

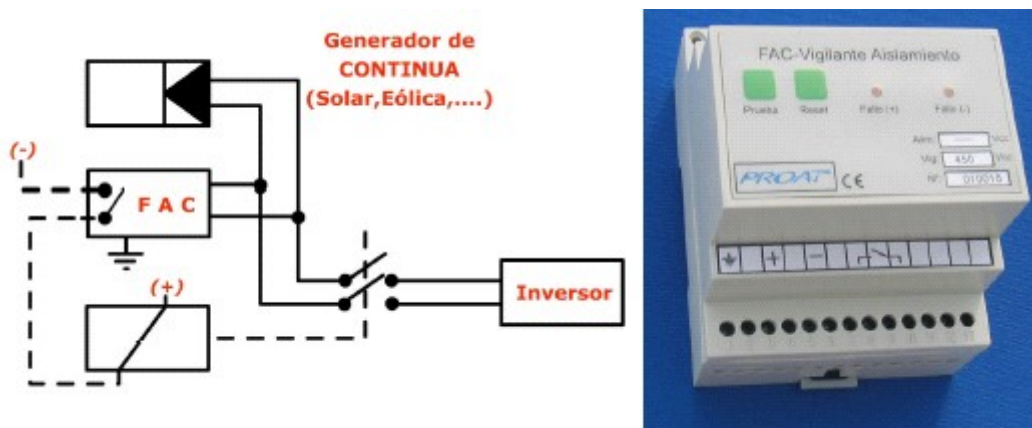


Figura 29: Vigilante de aislamiento y esquema de conexión.

La máxima tensión de funcionamiento que se producirá en el circuito será cuando la temperatura ambiente sea la mínima y en condiciones de circuito abierto, 589,512 Vcc, por tanto, el vigilante de aislamiento elegido para la instalación es el modelo FAC650 del la marca PROAT cuyo margen de tensión oscila entre 450 a 650 Vcc.

- Interruptor de corriente continua: El interruptor de corriente continua abre el circuito cuando recibe la orden del vigilante de aislamiento desconectando el inversor y drena la sobrecarga hacia la tierra de la instalación, de esta manera pueden prevenirse riesgos de electrocución del personal encargado de la instalación.

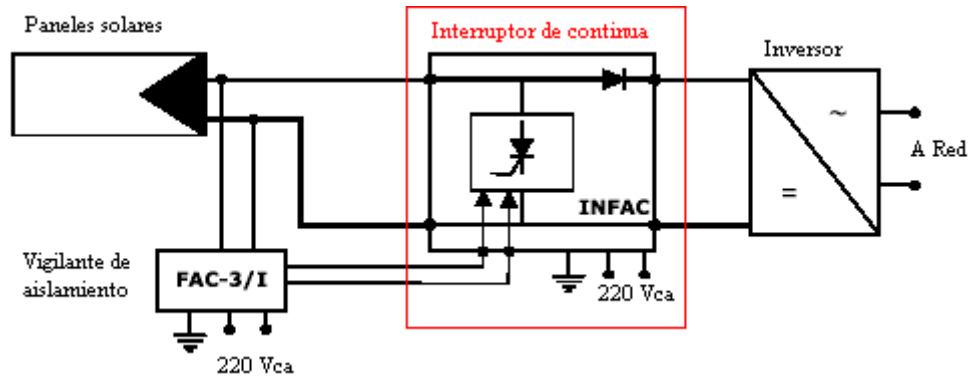


Figura 30: Esquema de conexión de interruptor de corriente continua.

El interruptor de corriente continua elegido para el controlador permanente de aislamiento es de marca PROAT modelo INFAC.

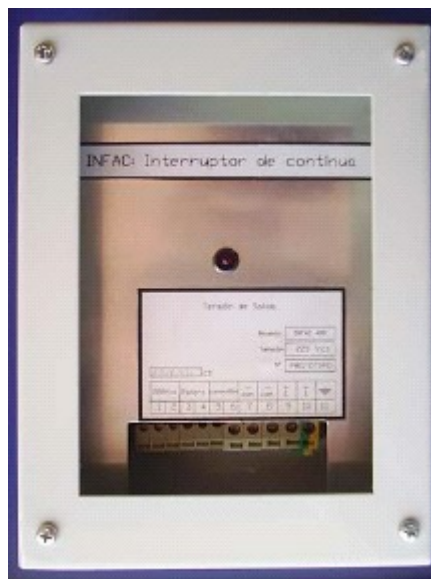


Figura 31: Interruptor de corriente continua.

- Magnetotérmico: Estos dispositivos son aparatos modulares con distinto número de polos: unipolares, bipolares, tripulares y tetrapolares. Tienen incorporados un disipador térmico y otro magnético, actuando sobre un dispositivo de corte la lámina bimetálica y el electroimán. Normalmente no admiten disipadores indirectos. Se fabrican con diversos sistemas de montaje, para colocación en cuadro, para montaje saliente, etc...

La maniobra se realiza con corte al aire. Para sobreintensidades pequeñas y prolongadas actúa la protección térmica y para sobreintensidades elevadas actúa la protección magnética.

Como se señaló, según la norma ITC-BT-22, todo magnetotérmico y fusible debe cumplir los siguientes requisitos:

- $I_B \leq I_N \leq I_Z$
- $I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$

En la protección por magnetotérmico normalizado no es necesario comprobar la segunda condición ya que $I_2 = 1,45 \cdot I_Z$ y por tanto siempre se cumple, solo es necesario comprobar la primera condición:

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 95mm^2 , por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$- I_B = 30\text{ramales} \cdot I_{mpp_módulo} = 142,5A$$

$$- I_Z = I_{MAX_admisible} = 176,54A$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del magnetotérmico será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$142,5A \leq I_N \leq 176,54A \Rightarrow I_N = 160A$$

Por consiguiente, se utilizará un magnetotérmico de **160A** en la línea que une el generador fotovoltaico con el inversor.

Se ha optado por el interruptor marca CHINT serie NM6, un interruptor termomagnético de caja moldeada ya que no existen interruptores termomagnéticos modulados de intensidad nominal tan alta. El modelo de interruptor termomagnético será el NM6-160 con tres polos, con intensidad nominal de 160A.

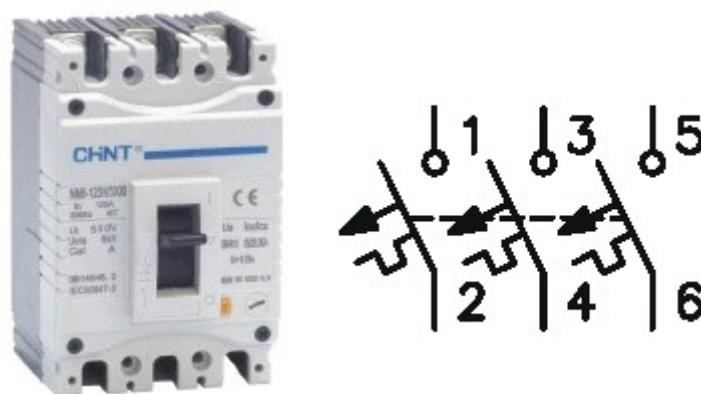


Figura 32: Interruptor magnetotérmico tripolar de caja moldeada.

La tensión de servicio para este modelo de magnetotérmico varía dependiendo del número de polos que se conecten en serie. La tensión máxima que se puede generar a la salida del generador fotovoltaico serán 589,512V en condiciones de circuito abierto y temperatura ambiente mínima, por tanto se conectarán los

tres polos en serie ya que cada polo en serie conectado soporta una tensión de servicio de 250Vcc y con los tres polos conectados se logrará una tensión máxima de servicio de 750Vcc, suficiente para la tensión máxima que puedan generar los módulos solares.

Los equipos destinados a la protección de este último tramo de corriente continua se dispondrán en una caja de conexión de generador fotovoltaico. A esta caja llegarán 10 conductores de 10mm², cinco de polaridad positiva y cinco de polaridad negativa y saldrán dos únicos conductores hacia la caseta del inversor situada en la parte inferior de la nave industrial de 95mm².

La caja o armario utilizado como caja de conexión de generador fotovoltaico será marca FAMATEL de dimensiones 1000x550x160 grado de protección IP-30 con entrada para canalizaciones, para superficie o empotrable y cierre con llave para realizar las maniobras oportunas.

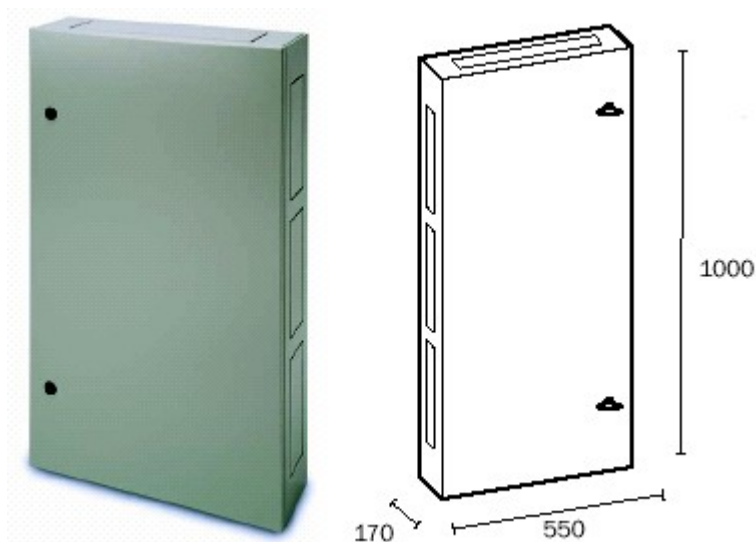


Figura 33: Caja de conexión de generador fotovoltaico FAMATEL 1000x550x160.

3.7.2-. Protecciones de alterna.

Las protecciones de alterna estará ubicadas aguas abajo del inversor, para la protección de los circuitos y conexión a red de la instalación una vez sea convertida la corriente continua proveniente de los módulos solares a corriente alterna para la inyección a la red.

Las protecciones de corriente alterna se diseñarán para la protección del último tramo del circuito:

4) Inversor → Red de baja tensión.

El sistema de protecciones de este último tramo deberá acogerse a la normativa vigente sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión del artículo 11 del R.D.1663/2000 y además tener en cuenta los requisitos de conexión de la



empresa propietaria de la distribución de energía eléctrica en le punto de conexión a red de la instalación fotovoltaica, en este caso UNIÓN FENOSA.

- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51Hz y 49Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).
- Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia d la red, junto a un relé de enclavamiento.
- La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones.

Ahora bien, según la normativa, el equipo inversor utilizado en la instalación puede incorporar alguna de estas protecciones, si es así, según el R.D.1663/2000, solo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones general manual e interruptor automático diferencial. El inversor ATERSA 60/54 seleccionado para esta instalación, incorpora las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia. Además este inversor posee un transformador por tanto proporciona la separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas exigida por la normativa.

Por consiguiente, las protecciones que se instalarán en este tramo son; un interruptor general manual (magnetotérmico) y un interruptor automático diferencial, además de la condición de UNIÓN FENOSA de incorporar un fusible en la interconexión ya que su actuación es más rápida que la de los magnetotérmicos.

- Interruptor general manual: Se trata de un interruptor magnetotérmico similar al utilizado en el tramo anterior del circuito con la diferencia que este magnetotérmico estará diseñado para funcionar con corriente alterna.



Figura 31: Interruptor magnetotérmico modular y símbolo normalizado.

Para la elección del interruptor magnetotérmico se utilizarán las ecuaciones mencionadas anteriormente:

$$\begin{aligned} \blacksquare I_B &\leq I_N \leq I_Z \\ \blacksquare I_2 &\leq 1,45 \cdot I_Z \end{aligned}$$

Como se ha indicado en el tramo anterior, los interruptores magnetotérmicos siempre cumplen la condición $I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$ ya que la intensidad convencional de disparo de los interruptores magnetotérmicos siempre es $I_2 = 1,45 \cdot I_Z$, por tanto únicamente se utilizará la condición $I_B \leq I_N \leq I_Z$ para dimensionar el magnetotérmico adecuado.

Para el cálculo de la intensidad nominal del interruptor a utilizar en este tramo, es necesario calcular la corriente máxima admisible por los conductores y la corriente normal de empleo que se producirá en este tramo.

La sección de los conductores de este tramo es de 35mm^2 , por tanto la corriente máxima admisible por los conductores es $I_Z = I_{MAX_admisible} = 109,4\text{A}$.

El valor de la intensidad normal de funcionamiento que circulará por el tramo vendrá dado por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es de 54kW y la tensión a la cual se realizará la conexión, 400V , teniendo en cuenta que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot \cos \varphi} = \frac{54.000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 80\text{A}$$

El valor de la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico a utilizar será:

$$\begin{aligned} I_B &\leq I_N \leq I_Z \\ 80\text{A} &\leq I_N \leq 109,4\text{A} \Rightarrow I_N = 100\text{A} \end{aligned}$$

El interruptor magnetotérmico tendrá una intensidad nominal de **100A** en la línea el inversor y el punto de conexión a la red de baja tensión.

Además de las condiciones estándar que deben cumplir todos los interruptores de este tipo, el magnetotérmico utilizado en este último tramo debe tener una capacidad de corte igual o superior a la intensidad de cortocircuito que como norma define la compañía distribuidora, para este caso, los requisitos de conexión de UNIÓN FENOSA señalan que la intensidad de cortocircuito que puede producirse en un punto de conexión a su red es de 6kA, por tanto este interruptor magnetotérmico deberá tener una capacidad de corte de al menos este valor.

Se ha elegido un interruptor magnetotérmico tetrapolar para tensiones de 400V marca LEGRAND modelo DX-H industrial de 100A y poder de corte 12,5kA.

- **Interruptor diferencial:** Los interruptores diferenciales proporcionan protección a las personas contra descargas eléctricas, tanto en el caso de contactos directos como contactos indirectos y también protección a las instalaciones ya que detectan las fugas a tierra midiendo la corriente que circula por los conductores.

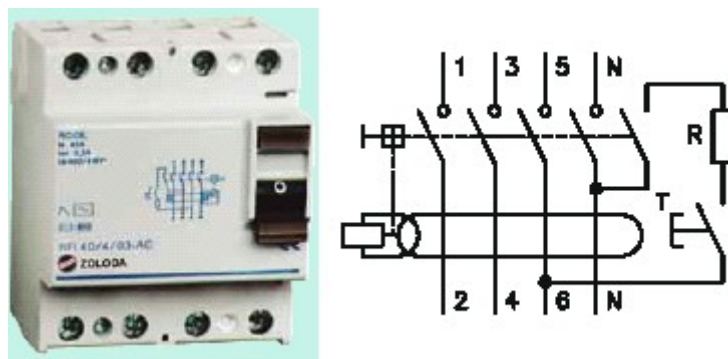


Figura 32: Interruptor diferencial tetrapolar y símbolo normalizado.

Según la norma ITC-BT-25 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, los interruptores diferenciales deben poseer una intensidad diferencial-residual máxima de 30mA para aplicaciones domésticas y 300mA para otras aplicaciones e intensidad asignada que la del interruptor general.

Se ha escogido un bloque tetrapolar diferencial de 100A con sensibilidad de 300mA marca LEGRAND modelo DX adaptable al magnetotérmico escogido anteriormente.

- **Fusible:** Además de las protecciones obligatorias establecidas en el R.D.1663/200, UNIÓN FENOSA obliga a la instalación de un fusible en la conexión a la red.

Para la elección del interruptor fusible se utilizarán las ecuaciones mencionadas anteriormente:

$$\begin{aligned} \blacksquare I_B &\leq I_N \leq I_Z \\ \blacksquare I_2 &\leq 1,45 \cdot I_Z \end{aligned}$$

La sección de los conductores de este tramo es de 35mm^2 , por tanto la corriente máxima admisible por los conductores es $I_Z = I_{MAX_admisible} = 109,4A$. Además la corriente normal de funcionamiento calculada anteriormente es de $80A$, por tanto:

$$\begin{aligned} I_B &\leq I_N \leq I_Z \\ 80A &\leq I_N \leq 109,4A \Rightarrow I_N = 100A \end{aligned}$$

A continuación se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla $I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$:

$$\begin{aligned} I_2 &= 1,6 \cdot I_N = 1,6 \cdot 100 = 160A \\ I_2 &\leq 1,45 \cdot I_Z \Rightarrow 160A \leq 1,45 \cdot 109,4A \Rightarrow 160A \leq 158,63A \end{aligned}$$

Por tanto, utilizaremos fusibles cilíndricos industriales tipo gG de $100A$ marca LEGRAND sobre portafusibles seccionables LEXIC.



Figura 34: Fusible y portafusible.

Las protecciones del tramo de corriente alterna se situarán en un armario dentro de la caseta del inversor al igual que el contador que se utilizará para contabilizar la potencia que la instalación entrega a la red de baja tensión.

4-. Estudio Energético.

En este apartado se estudiará el diseño de la instalación fotovoltaica comprobando como influyen sobre el rendimiento, la rentabilidad y el medio ambiente los principales parámetros energéticos que se obtienen en el emplazamiento elegido.

Para realizar el estudio energético de la instalación solar fotovoltaica, se utilizará el software PV3 RETScreen. Retscreen Internacional, es una iniciativa del Ministerio de Recursos Naturales de Canadá por la que se pretende poner a disposición de quien lo necesite y de forma gratuita un conjunto de recursos de información y cálculo que faciliten la toma de decisiones sobre la viabilidad económica de proyectos de generación eléctrica con recursos renovables en un amplísimo espectro de situaciones.

El software se presenta bajo la forma de una hoja de cálculo Excel en la que se pueden modificar ciertos parámetros como emplazamiento, tipo de paneles utilizados, tipo de instalación, etc. y obtener los resultados.

En este punto se estudiará los beneficios encontrados al instalar paneles solares fijos pero cuya inclinación podrá ser diferente entre dos ángulos dependiendo de la época del año en la que esté funcionando la instalación frente a la instalación de módulos solares totalmente fijos con único ángulo de inclinación durante todo el año.

4.1-. Estudio energético para paneles totalmente fijos.

En este primer apartado se estudiará la eficiencia energética de la instalación en caso que los módulos solares posean una inclinación única durante todo el año.

El estudio energético mediante el programa PV3 Retscreen se compone de dos operaciones o pasos diferenciados:

4.1.1-. Recurso solar y carga del sistema.

En primer lugar en la pantalla conocida como “Solar Resource & System Load” (Recurso Solar y carga del sistema) se definirá el tipo de sistema, para este caso se escoge, dentro del apartado de “Load Characteristics”, el tipo de aplicación diseñado, conectado a red ó “On-grid”.

Seguidamente se procederá a la elección del emplazamiento de la instalación solar dentro del apartado “Site Latitude and PV Array Orientation”, aquí se cuenta con una gran base de datos de valores de radiación solar en multitud de lugares de la geografía española, la instalación se realizará en la provincia de Toledo a una latitud aproximadamente de 40°.

Una vez conocidos los datos de la radiación solar y temperatura en el emplazamiento de la instalación fotovoltaica, en el mismo apartado de “Site Latitude and PV Array Orientation”, se procederá a definir las características constructivas de la instalación como inclinación y orientación de los paneles, tipo de sistema fijo o con seguimiento y la época del año de utilización de la instalación.



Los paneles solares estarán totalmente orientados hacia el sur para lograr que la captación de radiación solar sea máxima desde el momento que el sol salga por el este hasta que se ponga por el oeste, por tanto el ángulo azimuth ó “Azimuth of PV array” será 0°.

Se optará por un tipo de sistema fijo cuyo ángulo inclinación vendrá dado por el periodo de funcionamiento para el cual se ha diseñado la instalación, en este caso dicho periodo es anual y utilizando el método del “mes peor” y conociendo la latitud del lugar, el ángulo óptimo de inclinación de los módulos es:

$$\text{Latitud } (\Phi): 40^{\circ} 2' 7.40'' \text{ N} \rightarrow \Phi=40,035^{\circ}$$

Periodo de diseño	β_{opt}
Anual	$\Phi-10^{\circ} = 40,035-10 = 30,035^{\circ}$

Esta pantalla además tiene la posibilidad de definir la época del año en la cual se utilizará la instalación ajustando los coeficientes de utilización entre 0 y 1 de cada mes en “Monthly Inputs” permitiendo comprobar cuales de los meses son los de mayor y menor radiación. (*Muy útil para el apartado de módulos fijos con dos posibles posiciones*).

RETScreen® Solar Resource and System Load Calculation - Photovoltaic Project

Site Latitude and PV Array Orientation		Estimate	Notes/Range
Nearest location for weather data		Toledo	See Weather Database
Latitude of project location	°N	40,0	-90.0 to 90.0
PV array tracking mode	-	Fixed	
Slope of PV array	°	30,0	0.0 to 90.0
Azimuth of PV array	°	0,0	0.0 to 180.0

Monthly Inputs					
Month	Fraction of month used (0 - 1)	Monthly average daily radiation on horizontal surface (kWh/m²/d)	Monthly average temperature (°C)	Monthly average daily radiation in plane of PV array (kWh/m²/d)	Monthly solar fraction (%)
January	1,00	1,73	6,1	2,55	-
February	1,00	2,63	7,5	3,51	-
March	1,00	4,15	10,0	4,96	-
April	1,00	5,45	12,2	5,79	-
May	1,00	6,17	16,0	5,99	-
June	1,00	6,69	20,7	6,25	-
July	1,00	7,22	24,4	6,85	-
August	1,00	6,49	23,9	6,66	-
September	1,00	4,80	20,5	5,49	-
October	1,00	3,16	14,8	4,04	-
November	1,00	1,99	9,4	2,88	-
December	1,00	1,77	6,4	2,86	-
		Annual		Season of use	
Solar radiation (horizontal)		MWh/m²	1,59	1,59	
Solar radiation (tilted surface)		MWh/m²	1,76	1,76	
Average temperature		°C	14,3	14,3	

Load Characteristics	Estimate
Application type	On-grid

[Return to Energy Model sheet](#)

Figura 35: Pantalla “Solar Resource & System Load”



De esta manera se conoce el recurso energético solar del que se dispone, conociendo la energía captada por los paneles solares teniendo en cuenta la inclinación y temporada en la cual se está utilizando la instalación. Según la figura anterior, la radiación solar sobre la superficie de los paneles solares inclinados 30° durante la temporada de utilización que en este caso es anual es de **1,76MWh/m²**.

4.1.2-. Modelo Energético.

Una vez definidas las condiciones de radiación captada por los módulos solares durante la temporada de utilización anual y una inclinación fija durante todo el periodo de tiempo, se procederá a introducir las características de las distintas partes del sistema de generación en la pantalla de nombre “Energy Model” (Modelo Energético).

Al tratarse de un sistema conectado a red, se deberán definir tanto los paneles solares como el inversor utilizado en la instalación en el apartado “System Characteristics”.

- **PV Array:** Aquí se describirán técnicamente el conjunto de paneles solares. Para introducir los datos puede utilizarse la base de datos con características de paneles solares proporcionada por el programa en “See Product Database”, o bien, introducir los siguientes valores manualmente:
 - **PV module type:** Tipo de modulo fotovoltaico, Silicio monocristalino.
 - **PV module manufacturer / model:** Fabricante y modelo de módulo, ATERSA A-170M.
 - **Nominal PV module efficiency:** Eficiencia del módulo fotovoltaico, 15,1%.
 - **Miscellaneous PV array losses:** Pérdidas varias en el conjunto de módulos, serán la suma de las pérdidas óhmicas en el cableado de la instalación, las pérdidas por polvo y suciedad y de las pérdidas provocadas por las sombras que puedan aparecer sobre los paneles.

Pérdidas óhmicas

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, las pérdidas en el cableado de corriente alterna de la instalación serán como máximo del 2% mientras que en el cableado de corriente continua no deberán ser superiores al 1,5%, para realizar el estudio energético se utilizará el **2%** al ser la peor condición.

Pérdidas por suciedad de los paneles

Las pérdidas por suciedad o degradación de los módulos solares tienen su origen por la disminución de la potencia recibida en el generador fotovoltaico debido a la deposición de polvo en la superficie de este. Para este caso estas pérdidas serán como máximo del **3%**.

Pérdidas por sombras

Para el cálculo del sombreado producido sobre el generador fotovoltaico, sobre todo por el sombreado a primeras horas del día al estar el sol en su punto más bajo, se utilizará un método de cálculo que consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del sol ofrecido por el Pliego de Condiciones Técnicas.

Para obtener el perfil de obstáculos deben localizarse los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición de azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal), el único obstáculo que produzca alguna sombra sobre un módulo de la instalación, sería el panel anterior a dicho módulo.

El cálculo de pérdidas por sombreado se realiza teniendo en cuenta el punto más bajo y medio del panel del que se requiere estudiar su sombreado, ya que es el punto con mayor número de horas de sombra.

Para hallar el perfil de obstáculos y posteriormente representarlos en el diagrama de trayectorias del sol, deben conocerse una serie de puntos representativos, para este caso los puntos más representativos son:

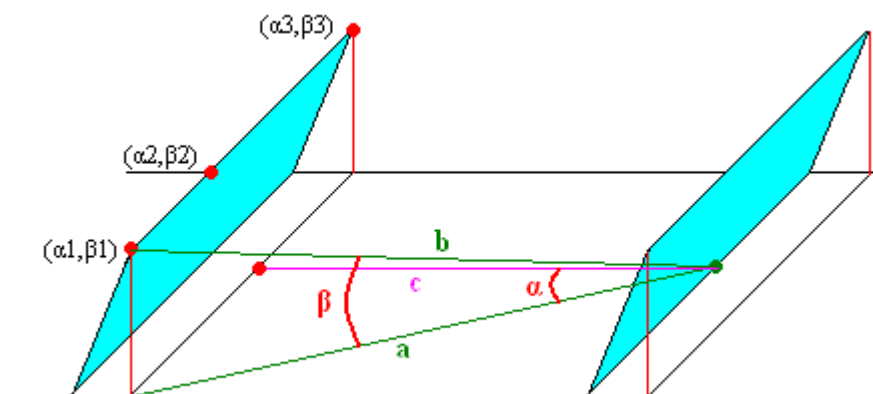


Figura 36: Puntos representativos del sombreado.

Para el cálculo de la inclinación β , primero debe conocerse la altura del punto (α, β) al terreno, conocido el ángulo de inclinación del panel $30,035^\circ$ y la longitud del panel, $0,814m$, la altura de los puntos (α, β) será:

$$h = \text{sen}30,035^\circ \cdot 0,814m = 0,4m$$

Los paneles solares, tanto en la instalación cuya inclinación de paneles es única a lo largo de todo el año como para la instalación de varias inclinaciones, estarán separados una distancia de $2,17m$, de esta manera se podrá comparar la eficiencia de las instalaciones al realizar el estudio energético de cada una de ellas por separado.

A continuación debe medirse la distancia entre la proyección del punto (α_1, β_1) al suelo y el punto medio del panel del que se realiza el estudio de sombras, esta distancia “a” tiene un valor de 1,68m. La distancia conocida como “b” se obtiene teniendo en cuenta el valor de “a” y la distancia del punto al terreno, para este caso su valor es de 1,72m, por tanto el ángulo β tiene un valor:

$$\beta_1 \rightarrow \cos \beta_1 = \frac{a}{b} = \frac{1,68}{1,72} \rightarrow \beta_1 = 13,1^\circ$$

Para hallar el ángulo azimutal se tendrá en cuenta la distancia “a” y “c” que es la distancia entre el punto medio del panel a estudiar perpendicularmente a la proyección del siguiente panel, para este caso la distancia “c” es igual a la resta entre la distancia entre paneles y la proyección sobre la horizontal de la superficie del panel, por tanto el ángulo azimutal α será:

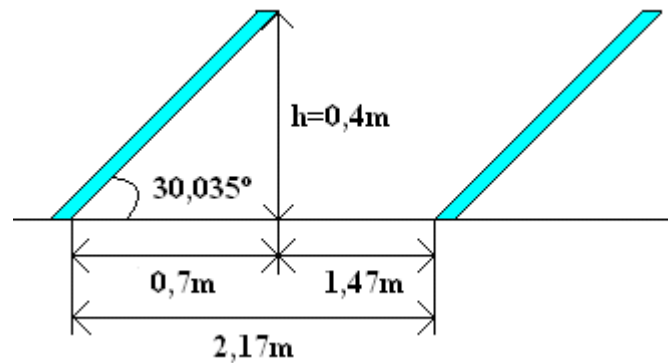


Figura 37: Distancias entre paneles con ángulo de inclinación 30,035°.

$$\cos 30,035^\circ \cdot 0,814m = 0,7m \Rightarrow c = 2,17m - 0,7m = 1,47m$$

$$\alpha_1 \rightarrow \cos \alpha_1 = \frac{c}{a} = \frac{1,47}{1,68} \rightarrow \alpha_1 = 28,95^\circ$$

Por tanto el primer punto que se representará en el diagrama de trayectorias del sol tendrá unos valores de azimut e inclinación:

$$\boxed{(\alpha_1, \beta_1) = (-28,95^\circ, 13,1^\circ)}$$

Igualmente se calcularán los demás puntos representativos (α_2, β_2) y (α_3, β_3) :

$$a = 1,47m$$

$$b = 1,52m$$

$$c = a = 1,47m$$

$$a = 1,68m$$

$$b = 1,72m$$

$$c = 1,47m$$

$$\beta_2 \rightarrow \cos \beta_2 = \frac{a}{b} = \frac{1,47}{1,52} \rightarrow \beta_2 = 15,22^\circ \quad \beta_3 \rightarrow \cos \beta_3 = \frac{a}{b} = \frac{1,68}{1,72} \rightarrow \beta_3 = 13,1^\circ$$

$$\alpha_2 \rightarrow \cos \alpha_2 = \frac{c}{a} = \frac{1,47}{1,47} \rightarrow \alpha_2 = 0^\circ \quad \alpha_3 \rightarrow \cos \alpha_3 = \frac{c}{a} = \frac{1,47}{1,68} \rightarrow \alpha_3 = 28,95^\circ$$

$$\boxed{(\alpha_2, \beta_2) = (0^\circ, 15,22^\circ) \quad (\alpha_3, \beta_3) = (28,95^\circ, 13,1^\circ)}$$

El perfil de obstáculos interpretado sobre el diagrama de trayectorias del sol sería:

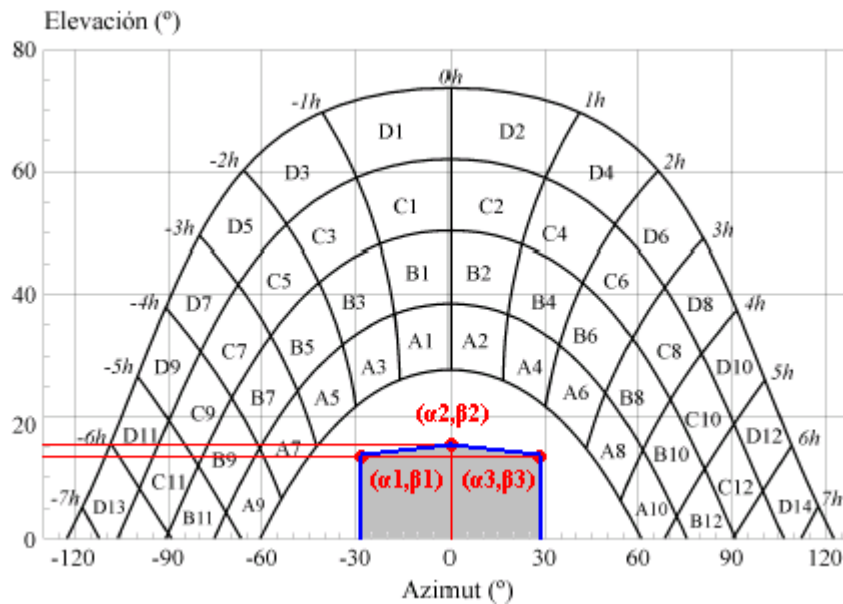


Figura 38: Perfil de obstáculos para paneles fijos.

Puede observarse que el perfil no encierra ninguna de las porciones de los cuadros representados en el gráfico, por lo tanto las pérdidas por sombras para este estudio energético de la instalación con una única inclinación durante todo el año es del **0%**.

Sumando todas las pérdidas en el conjunto de módulos solares, se obtiene un porcentaje de pérdidas varias del 5%.

- Se introducirá además el número de paneles instalados que será de 360 paneles.

Una vez definido el generador fotovoltaico, en “Nominal PV array power” se indicará la potencia nominal instalada que será de **61,2kW**.

- **Power Conditioning:** En este bloque se definirán las características de los dispositivos de acondicionadores de potencia, en este caso únicamente se definirá el inversor ATERSA 60/54 utilizado:
 - **Average invertir efficiency:** Eficiencia media del inversor, 90%.
 - **Invertir capacity:** Potencia nominal del inversor , 54kW.
 - **Miscellaneous power conditioning losses:** Pérdidas varias en el acondicionamiento de potencia, 0%.

RETScreen® Energy Model - Photovoltaic Project

[Training & Support](#)

Site Conditions		Estimate	Notes/Range
Project name	Instalación Solar Fotovoltaica sobre azotea		See Online Manual
Project location	Polígono Industrial Antonio del Rincón		
Nearest location for weather data	-	Toledo	→ Complete SR&SL sheet
Latitude of project location	°N	40,0	-90.0 to 90.0
Annual solar radiation (tilted surface)	MWh/m²	1,76	
Annual average temperature	°C	14,3	-20.0 to 30.0

System Characteristics		Estimate	Notes/Range
Application type	-	On-grid	
Grid type	-	Central-grid	
PV energy absorption rate	%	100,0%	
PV Array			
PV module type	-	mono-Si	
PV module manufacturer / model #		ATERSA A-170M	See Product Database
Nominal PV module efficiency	%	15,1%	4.0% to 15.0%
NOCT	°C	45	40 to 55
PV temperature coefficient	% / °C	0,40%	0.10% to 0.50%
Miscellaneous PV array losses	%	5,0%	0.0% to 20.0%
Nominal PV array power	kWp	61,20	
PV array area	m²	405,3	
Power Conditioning			
Average inverter efficiency	%	90%	80% to 95%
Suggested inverter (DC to AC) capacity	kW (AC)	55,1	
Inverter capacity	kW (AC)	54,0	
Miscellaneous power conditioning losses	%	0%	0% to 10%

Annual Energy Production (12,00 months analysed)		Estimate	Notes/Range
Specific yield	kWh/m²	216,7	
Overall PV system efficiency	%	12,3%	
PV system capacity factor	%	16,4%	
Renewable energy collected	MWh	97,591	
Renewable energy delivered	MWh	87,832	
	kWh	87.832	
Excess RE available	MWh	0,000	

[Complete Cost Analysis sheet](#)

Figura 39: Pantalla “Energy Model”.

En el apartado de “Annual Energy Production”, puede comprobarse la diferencia entre la cantidad de energía captada y generada por el sistema a lo largo del periodo de funcionamiento; “Renewable energy collected” o energía renovable captada es de 97,591MWh/año mientras que “Renewable energy delivered” o energía renovable producida es de **87,832MWh/año**.

4.2-. Estudio energético para paneles con dos posiciones.

Ahora se procederá al estudio energético del sistema instalado si la estructura soporte está dotada de dos anclajes de tal manera que permita variar la inclinación de los módulos solares en torno a dos posiciones dependiendo la temporada de utilización, inclinando los paneles con un ángulo mayor respecto a la horizontal si trabajan en invierno o con un ángulo menor respecto a la horizontal si trabajan en verano.

4.2.1-. Recurso solar y carga del sistema.

Se definirá el tipo de sistema en la pantalla de “Solar Resource & System Load”, dentro del apartado de “Load Characteristics”, se elegirá de nuevo el tipo de aplicación conectado a red ó “On-grid”.

El emplazamiento de la instalación solar será el mismo que en el punto anterior, al norte de la provincia de Toledo a una latitud aproximadamente de 40° y cuyos valores



de radiación solar se obtendrán de la base de datos del programa en “See Weather Database”.

Una vez conocidos los datos de la radiación solar y temperatura en el emplazamiento de la instalación fotovoltaica, en el mismo apartado de “Site Latitude and PV Array Orientation”, se volverá a elegir el tipo de instalación fija aunque en este caso la inclinación de los módulos solares pueda variar manualmente dependiendo la estación del año.

Los paneles solares estarán totalmente orientados hacia el sur, por tanto el “Azimuth of PV array” volverá a ser 0° . Pero en este caso el ángulo de inclinación no será constante durante todo el año, sino que podrá variar entre dos posiciones dependiendo el periodo de trabajo de los paneles.

Se definirán dos temporadas de funcionamiento, invierno y verano, para las cuales se realizará un estudio energético por separado y se concluirá con la suma de los dos estudios para el estudio energético global de la instalación durante un año completo.

La inclinación óptima de los paneles solares se calculará mediante el método del “mes peor”, conociendo la latitud del emplazamiento y utilizando diferentes conceptos para cada uno de los periodos de funcionamiento:

Latitud (Φ): $40^\circ 2' 7.40''$ N $\rightarrow \Phi=40,035^\circ$

Periodo de diseño	β_{opt}
Diciembre	52°
Julio	16°

Una vez calculados, se decidirán los meses del año considerados como invierno durante los cuales los paneles se encuentren inclinados con un ángulo de 52° y los meses considerados como verano durante los cuales los paneles deberán estar inclinados 16° , para aportar esta información al programa PV3 Retscreen, se utilizará la columna “Fraction of month used” dentro del apartado “Monthly Inputs” ajustando los coeficientes de utilización a 0 para los meses cuya inclinación no sea la adecuada.

Se considerarán meses de verano aquellos comprendidos entre Abril y Septiembre ambos inclusive, por tanto, cuando se realice el estudio del recurso solar para la temporada de verano, “Fraction of month used” para estos meses tendrá valor 1 y para los demás será 0. Lo mismo ocurre para realizar el estudio del recurso solar para la temporada de invierno, los meses comprendidos entre Octubre y Marzo ambos inclusive tendrán su coeficiente a 1 y los meses de verano a 0.

RECURSO SOLAR Y CARGA DEL SISTEMA EN INVIERNO.

RETScreen® Solar Resource and System Load Calculation - Photovoltaic Project

Site Latitude and PV Array Orientation		Estimate	Notes/Range
Nearest location for weather data		Toledo	See Weather Database
Latitude of project location	°N	40,0	-90.0 to 90.0
PV array tracking mode	-	Fixed	
Slope of PV array	°	52,0	0.0 to 90.0
Azimuth of PV array	°	0,0	0.0 to 180.0

Monthly Inputs					
Month	Fraction of month used (0 - 1)	Monthly average daily radiation on horizontal surface (kWh/m²/d)	Monthly average temperature (°C)	Monthly average daily radiation in plane of PV array (kWh/m²/d)	Monthly solar fraction (%)
January	1,00	1,73	6,1	2,82	-
February	1,00	2,63	7,5	3,71	-
March	1,00	4,15	10,0	4,92	-
April	0,00	5,45	12,2	5,31	-
May	0,00	6,17	16,0	5,17	-
June	0,00	6,69	20,7	5,24	-
July	0,00	7,22	24,4	5,79	-
August	0,00	6,49	23,9	5,95	-
September	0,00	4,80	20,5	5,29	-
October	1,00	3,16	14,8	4,17	-
November	1,00	1,99	9,4	3,17	-
December	1,00	1,77	6,4	3,29	-
			Annual	Season of use	
Solar radiation (horizontal)		MWh/m²	1,59	0,47	
Solar radiation (tilted surface)		MWh/m²	1,67	0,67	
Average temperature		°C	14,3	9,0	

Load Characteristics	Estimate
Application type	- On-grid

[Return to Energy Model sheet](#)

Figura 40: Recurso solar en invierno.

El primer estudio del recurso solar muestra que para la temporada de invierno, durante la cual los paneles solares se encuentran inclinados respecto a la horizontal un ángulo de 52°, la radiación captada por la superficie de los paneles es de **0,67MWh/m²**. A esta radiación se le sumará a continuación la radiación captada por los paneles durante la temporada de verano.

RECURSO SOLAR Y CARGA DEL SISTEMA EN VERANO.

RETScreen® Solar Resource and System Load Calculation - Photovoltaic Project

Site Latitude and PV Array Orientation		Estimate	Notes/Range
Nearest location for weather data		Toledo	See Weather Database
Latitude of project location	°N	40,0	-90.0 to 90.0
PV array tracking mode	-	Fixed	
Slope of PV array	°	16,0	0.0 to 90.0
Azimuth of PV array	°	0,0	0.0 to 180.0

Monthly Inputs					
Month	Fraction of month used (0 - 1)	Monthly average daily radiation on horizontal surface (kWh/m²/d)	Monthly average temperature (°C)	Monthly average daily radiation in plane of PV array (kWh/m²/d)	Monthly solar fraction (%)
January	0,00	1,73	6,1	2,22	-
February	0,00	2,63	7,5	3,18	-
March	0,00	4,15	10,0	4,70	-
April	1,00	5,45	12,2	5,77	-
May	1,00	6,17	16,0	6,21	-
June	1,00	6,69	20,7	6,60	-
July	1,00	7,22	24,4	7,18	-
August	1,00	6,49	23,9	6,74	-
September	1,00	4,80	20,5	5,30	-
October	0,00	3,16	14,8	3,72	-
November	0,00	1,99	9,4	2,53	-
December	0,00	1,77	6,4	2,42	-
		Annual		Season of use	
Solar radiation (horizontal)		MWh/m²	1,59	1,12	
Solar radiation (tilted surface)		MWh/m²	1,72	1,15	
Average temperature		°C	14,3	19,6	

Load Characteristics	Estimate
Application type	On-grid

[Return to Energy Model sheet](#)

Figura 41: Recurso solar en verano.

El segundo estudio de recurso solar muestra que durante la temporada de verano, durante la cual los paneles solares se encuentran inclinados 16° respecto a la horizontal, la radiación incidente sobre la superficie inclinada de los paneles solares ó “Solar radiation (tilted surface)” es de **1,15MWh/m²**.

Sumando el valor de la radiación incidente sobre la superficie de los paneles solares tanto durante el periodo de invierno como en el de verano, se obtiene la radiación total captada por los módulos durante todo un año de funcionamiento $0,67MWh/m^2 + 1,15MWh/m^2 = 1,82MWh/m^2$.

4.2.2-. Modelo Energético.

Una vez obtenidas las condiciones de recurso solar y carga del sistema durante un año de funcionamiento con diferente inclinación dependiendo la temporada de utilización, se procederá al estudio del funcionamiento del sistema introduciendo las principales características de los equipos que lo forman como módulos solares e inversor en la pantalla de “Energy Model”.



Para el estudio del modelo energético del sistema con dos posiciones de inclinación, se procederá de la misma manera que para el estudio del recurso solar, primero se realizará el modelo energético para la temporada de invierno y a continuación el modelo energético para la temporada de verano, sumando finalmente los resultados y obtener información del sistema de dos posiciones de inclinación durante un periodo de funcionamiento anual.

El estudio del modelo energético del periodo de funcionamiento invernal y veraniego es prácticamente similar puesto que el sistema es el mismo, los equipos son los mismos y la ubicación es la misma, únicamente varía la inclinación de los módulos solares respecto a la horizontal ya que durante el invierno están más inclinados que durante el verano, esto hace que el estudio de pérdidas de radiación solar por sombras sea diferente como se verá a continuación.

Para realizar el estudio del modelo energético del periodo veraniego e invernal debe comenzarse definiendo tanto los paneles solares como el inversor utilizado en la instalación en el apartado “System Characteristics”.

- **PV Array:** Aquí se describirán técnicamente el conjunto de paneles solares. Para introducir los datos puede utilizarse la base de datos con características de paneles solares proporcionada por el programa en “See Product Database”, o bien, introducir los siguientes valores manualmente:
 - **PV module type:** Tipo de modulo fotovoltaico, Silicio monocristalino.
 - **PV module manufacturer / model:** Fabricante y modelo de módulo, ATERSA A-170M.
 - **Nominal PV module efficiency:** Eficiencia del módulo fotovoltaico, 15,1%.
 - **Miscellaneous PV array losses:** Pérdidas varias en el conjunto de módulos, serán la suma de las pérdidas óhmicas en el cableado de la instalación, las pérdidas por polvo y suciedad y de las pérdidas provocadas por las sombras que puedan aparecer sobre los paneles.

Pérdidas óhmicas

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, las pérdidas en el cableado de corriente alterna de la instalación serán como máximo del 2% mientras que en el cableado de corriente continua no deberán ser superiores al 1,5%, para realizar el estudio energético se utilizará el **2%** al ser la peor condición.

Pérdidas por suciedad de los paneles

Las pérdidas por suciedad o degradación de los módulos solares tienen su origen por la disminución de la potencia recibida en el generador fotovoltaico debido a la deposición de polvo en la superficie de este. Para este caso estas pérdidas serán como máximo del **3%**.

Pérdidas por sombras en invierno

Para obtener la coordenadas de posición de azimuth (ángulo de desviación respecto a la posición sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal) de los puntos representativos del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de los paneles solares durante esta temporada, debe tenerse en cuenta que dichos paneles estará inclinado 52° durante el invierno.

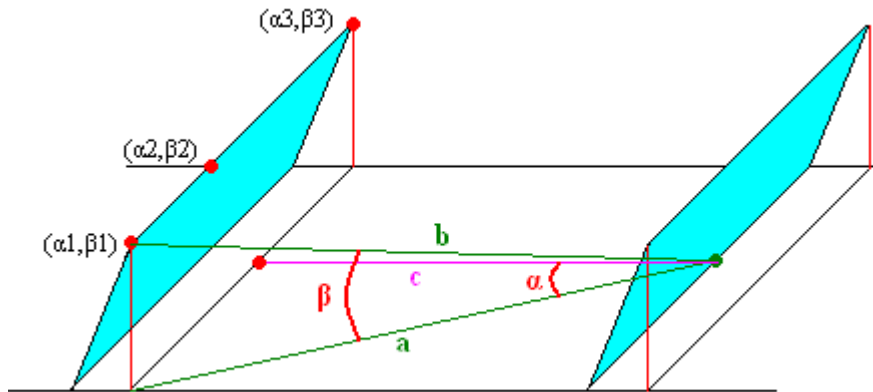


Figura 42: Puntos representativos del sombreado.

Para el cálculo de la inclinación β , primero debe conocerse la altura del punto (α, β) al terreno, conocido el ángulo de inclinación del panel 52° y la longitud del panel, $0,814m$, la altura de los puntos (α, β) será:

$$h = \text{sen}52^\circ \cdot 0,814m = 0,64m$$

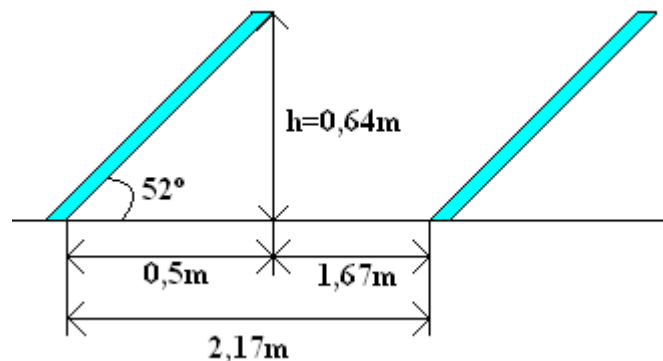


Figura 43: Distancias entre paneles con ángulo de inclinación 52° .

Una vez conocida la altura y sabiendo que la distancia entre los paneles es de $2,17m$, se calculará la distancia entre la proyección del punto (α_1, β_1) al suelo y el punto medio del panel del que se realiza estudio de sombras, esta distancia "a" tiene un valor de $1,855m$. La distancia conocida como "b" se obtiene teniendo en cuenta el valor de "a" y la distancia del punto el terreno, para este caso su valor es de $1,96m$, por tanto el ángulo β tiene un valor:

$$\beta_1 \rightarrow \cos \beta_1 = \frac{a}{b} = \frac{1,855}{1,96} \rightarrow \beta_1 = 19^\circ$$

Para hallar el ángulo azimutal se tendrá en cuenta la distancia “a” y “c” que es la distancia entre en punto medio del panel a estudiar perpendicularmente a la proyección del siguiente panel, 1,67m; por tanto el ángulo azimutal α será:

$$\alpha_1 \rightarrow \cos \alpha_1 = \frac{c}{a} = \frac{1,67}{1,855} \rightarrow \alpha_1 = 25,8^\circ$$

Por tanto el primer punto que se representará en el diagrama de trayectorias del sol tendrá unos valores de azimut e inclinación:

$$(\alpha_1, \beta_1) = (-25,8^\circ, 19^\circ)$$

De la misma manera se calcularán los demás puntos representativos (α_2, β_2) y (α_3, β_3) :

$$\begin{aligned} a &= 1,67m \\ b &= 1,78m \\ c &= a = 1,67m \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} a &= 1,85m \\ b &= 1,96m \\ c &= 1,67m \end{aligned}$$

$$\beta_2 \rightarrow \cos \beta_2 = \frac{a}{b} = \frac{1,67}{1,78} \rightarrow \beta_2 = 20,2^\circ \quad \beta_3 \rightarrow \cos \beta_3 = \frac{a}{b} = \frac{1,85}{1,96} \rightarrow \beta_3 = 19^\circ$$

$$\alpha_2 \rightarrow \cos \alpha_2 = \frac{c}{a} = \frac{1,67}{1,67} \rightarrow \alpha_2 = 0^\circ \quad \alpha_3 \rightarrow \cos \alpha_3 = \frac{c}{a} = \frac{1,67}{1,85} \rightarrow \alpha_3 = 25,8^\circ$$

$$(\alpha_2, \beta_2) = (0^\circ, 20,2^\circ) \quad (\alpha_3, \beta_3) = (25,8^\circ, 19^\circ)$$

Comparando el perfil de obstáculos obtenido durante la temporada invernal con el diagrama de trayectorias del sol se obtiene:

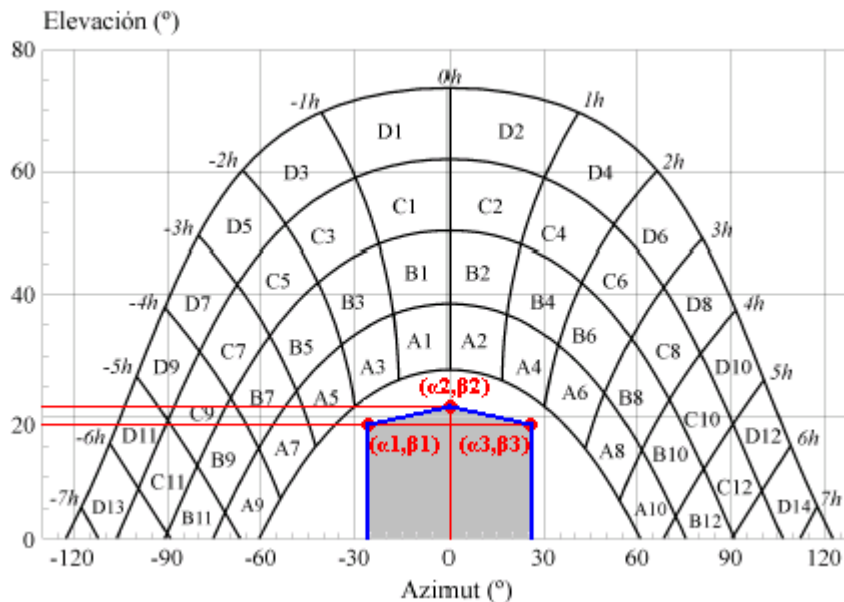


Figura 44: Perfil de obstáculos para el invierno.

Puede observarse que el perfil no encierra ninguna de las porciones de los cuadros representados en el gráfico, por lo tanto las pérdidas por sombras

para este estudio energético de la instalación con una única inclinación durante todo el año es del **0%**.

Sumando todas las pérdidas en el conjunto de módulos solares durante el periodo de invierno se obtiene un porcentaje de pérdidas varias del 5%.

Pérdidas por sombras en verano

A la hora de calcular las pérdidas por sombreado durante el periodo de verano se procederá de la misma manera que para el periodo de invierno pero teniendo en cuenta que la inclinación de los paneles no es la misma.

Para obtener la coordenadas de posición de azimuth y elevación de los puntos representativos del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de los paneles solares durante esta temporada, debe tenerse en cuenta que dichos paneles estarán inclinados 16° durante el verano y separados 2,17m.

Para el cálculo de la inclinación β , primero debe conocerse la altura del punto (α, β) al terreno, conocido el ángulo de inclinación del panel 16° y la longitud del panel, 0,814m, la altura de los puntos (α, β) será:

$$h = \text{sen}16^\circ \cdot 0,814\text{m} = 0,22\text{m}$$

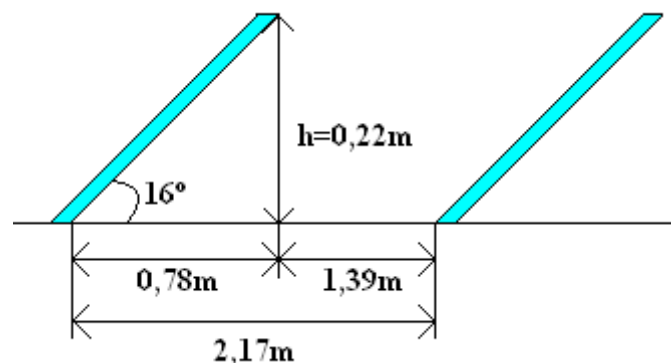


Figura 45: Distancias entre paneles con ángulo de inclinación 16° .

Una vez conocida la altura y sabiendo que la distancia entre los paneles es de 2,17m, se calculará la distancia entre la proyección del punto (α_1, β_1) al suelo y el punto medio del panel del que se realiza el estudio de sombras, esta distancia "a" tiene un valor de 1,6m. La distancia conocida como "b" se obtiene teniendo en cuenta el valor de "a" y la distancia del punto al terreno, para este caso su valor es de 1,623m, por tanto el ángulo β tiene un valor:

$$\beta_1 \rightarrow \cos \beta_1 = \frac{a}{b} = \frac{1,6}{1,623} \rightarrow \beta_1 = 9,71^\circ$$

Para hallar el ángulo azimutal se tendrá en cuenta la distancia “a” y “c” que es la distancia entre en punto medio del panel a estudiar perpendicularmente a la proyección del siguiente panel, 1,39m; por tanto el ángulo azimutal α será:

$$\alpha_1 \rightarrow \cos \alpha_1 = \frac{c}{a} = \frac{1,39}{1,6} \rightarrow \alpha_1 = 31^\circ$$

Por tanto el primer punto que se representará en el diagrama de trayectorias del sol tendrá unos valores de azimut e inclinación:

$$(\alpha_1, \beta_1) = (-31^\circ, 9^\circ 71')$$

De la misma manera se calcularán los demás puntos representativos (α_2, β_2) y (α_3, β_3) :

$$a = 1,39m$$

$$b = 1,4m$$

$$c = a = 1,39m$$

$$a = 1,6m$$

$$b = 1,623m$$

$$c = 1,39m$$

$$\beta_2 \rightarrow \cos \beta_2 = \frac{a}{b} = \frac{1,39}{1,4} \rightarrow \beta_2 = 9^\circ \quad \beta_3 \rightarrow \cos \beta_3 = \frac{a}{b} = \frac{1,6}{1,623} \rightarrow \beta_3 = 9,71^\circ$$

$$\alpha_2 \rightarrow \cos \alpha_2 = \frac{c}{a} = \frac{1,39}{1,39} \rightarrow \alpha_2 = 0^\circ \quad \alpha_3 \rightarrow \cos \alpha_3 = \frac{c}{a} = \frac{1,39}{1,6} \rightarrow \alpha_3 = 31^\circ$$

$$(\alpha_2, \beta_2) = (0^\circ, 9^\circ) \quad (\alpha_3, \beta_3) = (31^\circ, 9^\circ 71')$$

Comparando el perfil de obstáculos obtenido durante la temporada invernal con el diagrama de trayectorias del sol se obtiene:

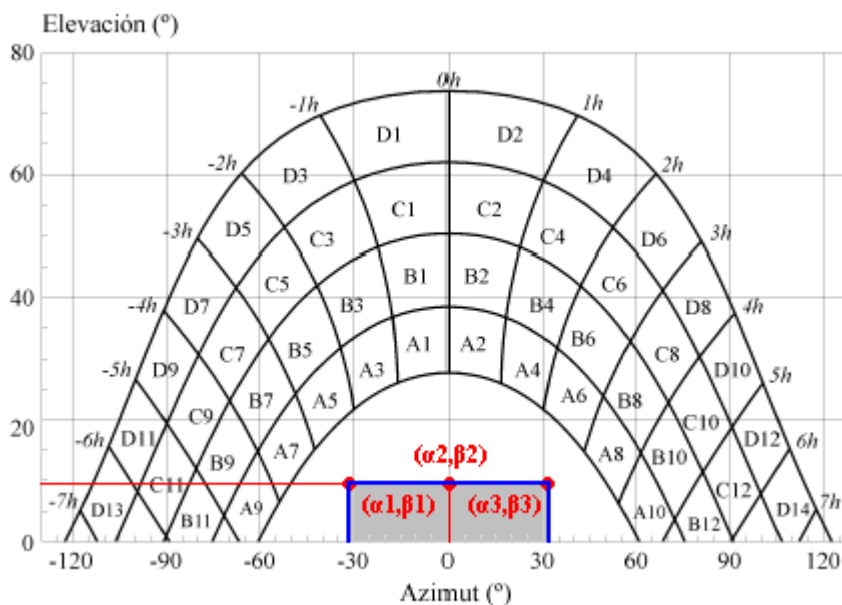


Figura 46: Perfil de obstáculos para el verano.

Puede observarse que el perfil no encierra ninguna de las porciones de los cuadros representados en el gráfico, por lo tanto las pérdidas por sombras



para este estudio energético de la instalación con una única inclinación durante todo el año es del **0%**.

Sumando todas las pérdidas en el conjunto de módulos solares, se obtiene un porcentaje de pérdidas varias del 5%.

- Se introducirá además el número de paneles instalados que será de 360 paneles.

Una vez definido el generador fotovoltaico, en “Nominal PV array power” se indicará la potencia nominal instalada que será de **61,2kW**.

- **Power Conditioning:** En este bloque se definirán las características de los dispositivos de acondicionadores de potencia, en este caso únicamente se definirá el inversor ATERSA 60/54 utilizado:
 - **Average invertir efficiency:** Eficiencia media del inversor, 90%.
 - **Invertir capacity:** Potencia nominal del inversor , 54kW.
 - **Miscellaneous power conditioning losses:** Pérdidas varias en el acondicionamiento de potencia, 0%.

Los resultados obtenidos de ambos modelos energéticos; energía renovable captada y energía renovable producida, que aparecen en el apartado de “Annual Energy Production”, se sumarán para obtenerse la energía captada y producida total durante todo un año de funcionamiento.

MODELO ENERGÉTICO PARA INVIERNO.

RETScreen® Energy Model - Photovoltaic Project

[Training & Support](#)

Site Conditions		Estimate	Notes/Range
Project name		Instalación Solar Fotovoltaica sobre azotea	See Online Manual
Project location		Poligono industrial Antonio del Rincón	
Nearest location for weather data	-	Toledo	→ Complete SR&SL sheet
Latitude of project location	°N	40,0	-90.0 to 90.0
Annual solar radiation (tilted surface)	MWh/m²	1,67	
Annual average temperature	°C	14,3	-20.0 to 30.0

System Characteristics		Estimate	Notes/Range
Application type	-	On-grid	
Grid type	-	Central-grid	
PV energy absorption rate	%	100,0%	
PV Array			
PV module type	-	mono-Si	
PV module manufacturer / model #		ATERSA A-170M	See Product Database
Nominal PV module efficiency	%	15,1%	4.0% to 15.0%
NOCT	°C	45	40 to 55
PV temperature coefficient	% / °C	0,40%	0.10% to 0.50%
Miscellaneous PV array losses	%	5,0%	0.0% to 20.0%
Nominal PV array power	kWp	61,20	
PV array area	m²	405,3	
Power Conditioning			
Average inverter efficiency	%	90%	80% to 95%
Suggested inverter (DC to AC) capacity	kW (AC)	55,1	
Inverter capacity	kW (AC)	54,0	
Miscellaneous power conditioning losses	%	0%	0% to 10%

Annual Energy Production (6,00 months analysed)		Estimate	Notes/Range
Specific yield	kWh/m²	85,3	
Overall PV system efficiency	%	12,7%	
PV system capacity factor	%	6,4%	
Renewable energy collected	MWh	38,416	
Renewable energy delivered	MWh	34,575	
	kWh	34.575	
Excess RE available	MWh	0,000	Complete Cost Analysis sheet

Figura 47: Modelo energético para invierno.

En el apartado de “Annual Energy Production”, se observa el valor de la energía renovable captada por los paneles (“Renewable energy collected”); 38,416MWh y la energía renovable producida (“Renewable energy delivered”); **34,575MWh** durante los meses de invierno; Enero, Febrero, Marzo, Octubre, Noviembre y Diciembre.

MODELO ENERGÉTICO PARA VERANO.

RETScreen® Energy Model - Photovoltaic Project

[Training & Support](#)

Site Conditions		Estimate	Notes/Range
Project name	Instalación Solar Fotovoltaica sobre azotea		See Online Manual
Project location	Polígono Industrial Antonio del Rincón		
Nearest location for weather data	-	Toledo	→ Complete SR&SL sheet
Latitude of project location	°N	40,0	-90.0 to 90.0
Annual solar radiation (tilted surface)	MWh/m²	1,72	
Annual average temperature	°C	14,3	-20.0 to 30.0

System Characteristics		Estimate	Notes/Range
Application type	-	On-grid	
Grid type	-	Central-grid	
PV energy absorption rate	%	100,0%	
PV Array			
PV module type	-	mono-Si	
PV module manufacturer / model #		ATERSA 1-170M	See Product Database
Nominal PV module efficiency	%	15,1%	4.0% to 15.0%
NOCT	°C	45	40 to 55
PV temperature coefficient	% / °C	0,40%	0.10% to 0.50%
Miscellaneous PV array losses	%	5,0%	0.0% to 20.0%
Nominal PV array power	kWp	61,20	
PV array area	m²	405,3	
Power Conditioning			
Average inverter efficiency	%	90%	80% to 95%
Suggested inverter (DC to AC) capacity	kW (AC)	55,1	
Inverter capacity	kW (AC)	54,0	
Miscellaneous power conditioning losses	%	0%	0% to 10%

Annual Energy Production (6,00 months analysed)		Estimate	Notes/Range
Specific yield	kWh/m²	138,9	
Overall PV system efficiency	%	12,0%	
PV system capacity factor	%	10,5%	
Renewable energy collected	MWh	62,568	
Renewable energy delivered	MWh	56,312	
	kWh	56.312	
Excess RE available	MWh	0,000	Complete Cost Analysis sheet

Figura 48: Modelo energético para verano.

En el apartado de “Annual Energy Production”, se observa el valor de la energía renovable captada por los paneles (“Renewable energy collected”); 62,568MWh y la energía renovable producida (“Renewable energy delivered”); **56,312MWh** durante los meses de verano; Abril, Mayo, Junio, Julio, Agosto y Septiembre.

Sumando ambos modelos energéticos se calcula la cantidad de energía captada y producida durante todo el año por la instalación solar fotovoltaica situada sobre la azotea de la nave cuya inclinación de paneles solares puede variar entre dos ángulos dependiendo la época del año a la cual se encuentre funcionando la instalación. La energía total captada por los módulos solares será de 100,98MWh/año y la energía total producida por la instalación será **90,887MWh/año**.

4.3-. Comparación de sistemas. Conclusiones.

En este último apartado del estudio energético se procederá a comparar la instalación proyectada dotada con soportes solares que permiten a los paneles adoptar dos inclinaciones diferentes a lo largo del año dependiendo la época del año a la que trabajan con otra instalación cuya inclinación de paneles permanecerá fija durante todo el año.



Para comparar ambas instalaciones se procederá al estudio de energía captada y posteriormente producida por los paneles solares de ambos sistemas:

- La radiación solar por unidad de superficie captada mediante el sistema de paneles de inclinación fija durante todo el año es de $1,76 \text{ MWh/m}^2$, mientras que la radiación captada por unidad de superficie por el sistema de dos posiciones es de $1,82 \text{ MWh/m}^2$, por tanto, mediante un sistema cuyos paneles tengan la posibilidad de ser inclinados un ángulo diferente dependiendo la época del año captará mayor radiación solar.
- La energía captada por el sistema de paneles de una sola inclinación fija es de $97,591 \text{ MWh/año}$, mientras que la energía captada por el sistema de dos posiciones es de $100,98 \text{ MWh/año}$, por tanto, con un sistema de dos posibles inclinaciones de paneles solares, se capta mayor energía renovable que con un sistema de paneles de una sola inclinación.
- La energía renovable producida por el sistema de paneles fijos es de $87,832 \text{ MWh/año}$, mientras que la energía producida por el sistema de dos posiciones es de $90,887 \text{ MWh/año}$, por tanto, el sistema de dos inclinaciones de módulos solares es más eficiente ya que genera un 3,5% más de energía que el sistema de una sola inclinación.

5-. Estudio Económico.

Este punto se dedicará al cálculo del coste que supondrá la instalación solar descrita en el proyecto, para ello se calculará el presupuesto de la instalación, la rentabilidad y el periodo de recuperación.

Una vez obtenido el presupuesto de la instalación se procederá a realizar el análisis económico de la misma. Dicho análisis se llevará a cabo mediante el mismo software PV3 RETScreen utilizado para el estudio energético de la instalación fotovoltaica.

Se realizarán el análisis; de costes; donde se mostrarán los diferentes gastos y costes a la hora de la realización del proyecto, financiero; donde se mostrarán los beneficios económicos obtenidos con la realización del proyecto y por último un análisis de sensibilidad y riesgo; mediante el cual podrán comprobarse los efectos que se producirán en la inversión si cambian algunas de las variables utilizadas para obtener la rentabilidad del proyecto.

5.1-. Presupuesto de la instalación.

En las siguientes tablas se mostrará la lista de precio por separado de los diferentes equipos y materiales que se utilizarán para la construcción de la instalación fotovoltaica.

EQUIPOS PRINCIPALES DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA				
Artículo	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Precio Total
Módulos fotovoltaicos ATERSA A-170M de 170W	360	Ud.	700,25 €	252.090,00 €
Inversor senoidal trifásico de conexión a red ATERSA SIEL-SOLEIL modelo 60/54 de 60kW	1	Ud.	35.450,00 €	35.450,00 €
Estructura soporte para módulo A-170M de dos inclinaciones posibles fabricada por ATERSA con tortillería, canaletas para cables y montaje incluido	360	Ud.	110,25 €	39.690,00 €
TOTAL EQUIPOS PRINCIPALES				327.230,00 €
CABLEADO Y CONEXIONES				
Cable H07V-K cobre. $s = 1,5mm^2$ (Para conexiones entre módulos solares y caja de conexión de grupo)	2.000	m	0,12 €	240 €
Cable H07V-K cobre. $s = 2x10mm^2$ (Para conexiones entre caja de grupo y caja de conexión de generador fotovoltaico)	150	m	1,83 €	274,50 €



Artículo	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Precio Total
Cable H07V-K cobre. $s = 2 \times 95 \text{ mm}^2$ (Para conexiones entre caja de conexión de generador fotovoltaico e inversor)	10	m	8,75 €	87,50 €
Cable RV-K 0,6/1kV cobre. $s = 3 \times 35 \text{ mm}^2$ (Para conexiones entre el inversor y la red de baja tensión)	60	m	6,50 €	390,00 €
Tubo corrugado de PVC de 32mm para enterrar cableado	60	m	1,36 €	81,60 €
Artículo	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Precio Total
Canaletas UNEX 66U23X de PVC gris 42x30mm y tapa.	600	m	2,54 €	1.524,00 €
Caja de conexión de grupo IP30 FAMATEL 700x500x160 mm.	5	Ud.	35,35 €	176,75 €
Caja de conexión de generador fotovoltaico IP30 FAMATEL 1.000x550x160 mm.	1	Ud.	46,75 €	46,75 €
Contador trifásico bidireccional protegido con cuadro de poliéster	1	Ud.	125,44 €	125,44 €
TOTAL CABLEADO Y CONESIONES				2.946,54 €
PUESTA A TIERRA Y PROTECCIONES				
Conductor para protección de cobre. $s = 1,5 \text{ mm}^2$	800	m	0,12 €	96,00 €
Conductor para protección de cobre. $s = 10 \text{ mm}^2$	150	m	0,81 €	121,50 €
Conductor para protección de cobre. $s = 50 \text{ mm}^2$	10	m	4,75 €	47,50 €
Conductor para protección de cobre. $s = 16 \text{ mm}^2$	60	m	1,28 €	76,80 €
Fusible para continua GAVE 10A con portafusible de 10x38 mm.	60	Ud.	6,54 €	392,40 €
Descargador SOLARTEC PST31PV para 1000VDC	10	Ud.	30,75 €	307,50 €
Interruptor-seccionador ABB modelo OTP32BA8MS con 8 polos de 32 A	5	Ud.	45,86 €	229,30 €



Artículo	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Precio Total
Fusible para continua GAVE 40A con portafusible de 22x127 mm.	10	Ud.	9,54 €	95,40 €
Vigilante de aislamiento PROAT modelo FAC650	1	Ud.	35,75 €	35,75 €
Interruptor de corriente continua para vigilante de aislamiento maraca PROAT modelo INFAC	1	Ud.	30,95 €	30,95 €
Interruptor magnetotérmico tripolar de continua de caja modulada CHINT serie NM6 de 160A	1	Ud.	45,54 €	45,54 €
Interruptor magnetotérmico modular trifásico LEGRAND DX-H industrial de 100A	1	Ud.	38,52 €	38,52 €
Interruptor diferencial tetrapolar LEGRAND modelo DX de 100A y sensibilidad 300mA	1	Ud.	35,52 €	35,52 €
Fusible para alterna LEGRAND de 100A con portafusible LEXIC	3	Ud.	12,35 €	37,05 €
TOTAL PUESTA A TIERRA Y PROTECCIONES				1.589,73 €
INGENIERÍA Y OBRA CIVIL				
Proyecto de instalación fotovoltaica de 61,2kW sobre azotea	1	Ud.	20.000,00 €	20.000,00 €
Obra civil	61,2	kW	250 €/kW	15.300,00 €
TOTAL INGENIERÍA Y OBRA CIVIL				35.300,00 €
TOTAL				367.066,27 €

5.2-. Análisis de costes.

En el análisis de costes se mostrarán los diferentes costes existentes a la hora de realizar la instalación fotovoltaica sobre la azotea de la nave industrial. Es necesario anunciar, que el software PV3 RETScreen utiliza valores unitarios respecto a la potencia de la instalación para obtener los costes, por este motivo se procederá inicialmente a calcular los valores introducidos al programa:

Costes iniciales “Initial Costs”

Engineering: Es el precio de realizar el proyecto; 20.000 €.

Energy Equipment: Coste unitario de los paneles solares (el coste que supone el transporte de todos los elementos está incluido en su precio):

$$PV_module = \frac{252.090€}{61,2kW_p} = 4.119 \text{ €/kW}_p$$



Balance of Equipment: Coste unitario de los diferentes equipos que forman la instalación solar fotovoltaica:

- *Module support structure:* Coste unitario de la estructura soporte de los paneles solares; este valor se calculará teniendo en cuenta el precio total de las estructuras y al espacio que ocupan los paneles solares, aproximadamente son 405,3m².

$$Module_sup_port_structure = \frac{39.679€}{405,3m^2} = 98 \text{ €/m}^2$$

- *Inverter:* Coste unitario del equipo inversor respecto a su potencia nominal:

$$Inverter = \frac{35.450€}{54kW_AC} = 656,48 \text{ €/kW}$$

- *Other electrical equipment:* Coste unitario de otros equipos necesarios en la instalación como son protecciones, conductores, canaletas y cajas de conexión respecto a la potencia nominal de la instalación:

$$Other_electrical_equipment = \frac{4.536€}{61,2kW_p} = 74,11 \text{ €/kW}_p$$

- *System installation:* Coste unitario por kW de potencia nominal de instalación de la ejecución de la obra:

$$System_installation = \frac{15.300€}{61,2kW_p} = 250 \text{ €/kW}_p$$

Miscellaneous: Coste de prevención de incidencias, este coste de contingencias será de un 5% respecto al coste total de la instalación para cubrir posibles incidencias.

Initial Costs-TOTAL	385.407 €
----------------------------	------------------

Costes anuales “Anual Costs”

Property taxes/Insurance: Coste provocado por las tasas del seguro contratado para cubrir posibles pérdidas en la generación eléctrica o desperfectos de la instalación, este coste será un 0,2% de los costes iniciales de la instalación:

$$Pr operty_taxes / Insurance = 0,002 \cdot 385.407€ = 771€$$

O&M labour: Coste anual de las diferentes labores de mantenimiento necesarias para el perfecto funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica, este coste será un 0,7% de los costes iniciales de la instalación:

$$O \& M_labour = 0,007 \cdot 385.407€ = 2.697,85€$$



Initial Costs (Credits)	Unit	Quantity	Unit Cost	Amount	Relative Costs
Feasibility Study					
Other - Feasibility study	Cost	1	€ -	€ -	
Sub-total :				€ -	0,0%
Development					
Other - Development	Cost	1	€ -	€ -	
Sub-total :				€ -	0,0%
Engineering					
Other - Engineering	Cost	1	€ 20.000	€ 20.000	
Sub-total :				€ 20.000	5,2%
Energy Equipment					
PV module(s)	kWp	61,20	€ 4.119	€ 252.090	
Transportation	project	0	€ -	€ -	
Other - Energy equipment	Cost	0	€ -	€ -	
Credit - Energy equipment	Credit	0	€ -	€ -	
Sub-total :				€ 252.090	65,4%
Balance of Equipment					
Module support structure	m ²	405,3	€ 98	€ 39.679	
Inverter	kW AC	54,0	€ 656	€ 35.450	
Other electrical equipment	kWp	61,20	€ 74	€ 4.536	
System installation	kWp	61,20	€ 250	€ 15.300	
Transportation	project	0	€ -	€ -	
Other - Balance of equipment	Cost	0	€ -	€ -	
Credit - Balance of equipment	Credit	0	€ -	€ -	
Sub-total :				€ 94.965	24,6%
Miscellaneous					
Training	p-h	0	€ -	€ -	
Contingencies	%	5%	€ 367.055	€ 18.353	
Sub-total :				€ 18.353	4,8%
Initial Costs - Total				€ 385.407	100,0%
Annual Costs (Credits)					
O&M					
Property taxes/Insurance	project	1	€ 771	€ 771	
O&M labour	p-h	1	€ 2.698	€ 2.698	
Other - O&M	Cost	0	€ -	€ -	
Credit - O&M	Credit	0	€ -	€ -	
Contingencies	%	5%	€ 3.469	€ 173	
Sub-total :				€ 3.642	100,0%
Annual Costs - Total				€ 3.642	100,0%

Figura 49: Análisis de costes.

5.3-. Análisis financiero.

El análisis financiero consiste en comprobar si la instalación proyectada será lo suficientemente rentable como para llevarla a cabo. Mediante este análisis financiero se obtendrán las diferentes variables importantes para comprobar si es o no una buena inversión como son el Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) y Periodo de recuperación.

Para realizar el análisis financiero y poder calcular los parámetros antes citados, primero han de conocerse los ingresos producidos por la generación de energía eléctrica a partir de la captación de radiación solar por parte de los paneles solares, estos ingresos se obtendrán multiplicando la cantidad de energía eléctrica inyectada a la red de baja tensión por el precio al que se pagará dicha energía.

Según la normativa vigente, los valores de la tarifa a la cual se paga la energía eléctrica producida mediante energías renovables dependen del tipo de energía primaria utilizada y de la potencia de la instalación, en este caso, se trata de una instalación solar de tecnología fotovoltaica situada sobre la azotea de una nave industrial y de una potencia nominal de 61,2kW.



Respecto al tipo de energía primaria utilizada para la producción de energía eléctrica, el R.D.661/2007 distingue dos grandes categorías principales:

- a) Categoría a): productores que utilicen la cogeneración y u otras formas de producción de electricidad a partir de energía residuales.
- b) Categoría b): instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no combustibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en régimen ordinario.

Claramente, esta instalación pertenece a la categoría b) ya que no se utiliza como energía primaria energías renovables combustibles.

Según este R.D.661/2007 dicha de la categoría b), se encuentra dividida en ocho grupos dependiendo la energía renovable no combustible utilizada para la producción de energía eléctrica, la instalación proyectada pertenece al grupo 1 al que pertenecen todas las instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Este grupo 1 está formado por 2 subgrupos diferentes:

Subgrupo b.1.1. Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.

Subgrupo b.1.2. Instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en energía eléctrica.

La instalación diseñada por tanto se trata de una instalación de **tipo b.1.1.** ya que utiliza energía solar como energía primaria para la producción de energía eléctrica mediante la tecnología fotovoltaica.

Respecto a la potencia nominal de la instalación, según el artículo 3 del R.D.1578/2008, las instalaciones pertenecientes al subgrupo b.1.1. pueden ser de dos tipos:

- a) *Tipo I:* Instalaciones que están ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial incluidas las de carácter agropecuario. O bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreado, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana.

Las instalaciones de este tipo se agrupan, a su vez, en dos subtipos:

Tipo 1.1: Instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20kW.

Tipo 1.2: Instalaciones del tipo I, con una potencia superior a 20kW.

- b) *Tipo II:* Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.



La instalación proyectada está ubicada sobre la azotea de una nave industrial por tanto pertenece al Tipo1 y al poseer una potencia nominal de valor superior a 20kW, a su vez está dentro el subgrupo **Tipo 1.2**.

Una vez conocido el grupo y tipo al que pertenece al instalación proyectada, pueden conocerse lo valores de tarifa regulada correspondientes a dicha instalación; según el artículo 11 de tarifas del R.D.1578/2008, la tarifa correspondiente a una instalación perteneciente al Tipo 1 que esté dentro del subgrupo Tipo 1.2 es de **0,32€/kWh**.

Una vez conocido el precio de la energía producida, se procederá a realizar el estudio financiero o “Financial Summary” mediante el PV3 RetScreen.

Dentro del estudio financiero aparecerán cuatro puntos diferenciados:

- **Balance Energético Anual ó “Annual Energy Balance”**: En este primer punto se realiza un resumen del estudio energético realizado sobre la instalación fotovoltaica. Aparece la energía generada durante todo el año que posteriormente se utilizará para calcular los ingresos, para este caso, la energía producida por la instalación solar durante todo un año es de **90,877MWh**.
- **Parámetros financieros principales ó “Financial Parameters”**: A continuación se procede a introducir los parámetros principales para realizar el estudio energético:
 - *Avoided Cost of energy*: Precio al que se venderá la energía producida por el generador fotovoltaico, **0,32€/kWh**.
 - *Energy Cost escalation rate*: Se aplicará un aumento de precios de la energía diferente a la inflación, según el R.D.661/2007, el aumento de precios será de un 0,5% menor a la inflación para este tipo de instalaciones, **3%**.
 - *Inflation*: Inflación, **3,5%**.
 - *Discount rate*: Tasa de descuento utilizada para obtener el valor actual de un flujo de caja futuro, se utilizará un valor del **5%**.
 - *Project life*: se estimará una vida útil del proyecto de **25 años**.

En este apartado deberán introducirse además los parámetros y datos del préstamo obtenido para financiar la instalación:

- *Debt ratio*: Tasa de endeudamiento, es el porcentaje de la inversión requerida que se obtiene por medio de un préstamo. Se ha decidido pedir un préstamo que cubra el **80%** de la inversión inicial.
- *Debt interest rate*: Intereses del préstamo, **5%**.



- *Debt term*: El plazo del préstamo es para **15 años**.
- *Effective income tax rate*: Se tendrán en cuenta los impuestos del **25%**.
- **Costes del proyecto ó “Project Costs and Savings”**: En este apartado se presenta un análisis de los gastos de la instalación estudiados en el apartado anterior y los ingresos provenientes de la energía vendida.
- **Viabilidad Financiera ó “Financial Feasibility”**: En este último punto se presentan todos los parámetros financieros resultantes de todo el análisis y que permiten juzgar la viabilidad del proyecto:
 - *Pre-tax IRR and ROI*: Es la tasa interna de rentabilidad ó TIR y se define como el tipo de interés máximo que puede tener la inversión sin caer en pérdidas o que hace el VAN nulo, este parámetro es el calculado antes de impuestos y su valor es de **9,8%**.
 - *Alter-tax IRR and ROI*: Es la tasa interna de rentabilidad pero en este caso después de tener en cuenta los impuestos, tiene un valor de **8,6%**. El principal objetivo de la regulación de estos proyectos es que el valor de dicha TIR esté dentro del intervalo 8% → 10%.
 - *Simple Payback*: Periodo de recuperación de la inversión, muestra los años necesarios para recuperar la inversión inicial, para este proyecto son **15,2 años**.
 - *Year-to-positive cash flow*: Muestra los años que se tarda en empezar a tener mayores ingresos que gastos, es decir, flujos de caja positivos, son **16 años**.
 - *Net Present Value-NPV*: Valor Actual Neto ó VAN, se calcula sumando todos los ingresos y gastos que genera la inversión teniendo en cuenta los intereses mínimos que los inversores piden al proyecto, para este caso, el VAN tiene un valor de **72.404 €**.
 - *Energy production cost*: Muestra el coste de la energía producida, para este proyecto, producir cada kWh de energía eléctrica cuesta unos **0,27€/ kWh**.
 - *Project equity*: Inversión necesaria para inicial el proyecto no proveniente de préstamos, son **77.081 €**.
 - *Project Debt*: Deuda necesaria para el proyecto; **308.326 €**.
 - *Debt payments*: Desembolsos anuales necesarios para pagar la deuda; **29.705 €**.



RETScreen® Financial Summary - Photovoltaic Project

Annual Energy Balance					
Project name	Instalación Solar Fotovoltaica sobre azotea				
Project location	Polígono Industrial Antonio del Rincón		Nominal PV array power	kWp	61,20
Renewable energy delivered	MWh	90,877			
Firm RE capacity	kW	<input type="text" value="-"/>			
Application type	On-grid				

Financial Parameters					
Avoided cost of energy	€/kWh	<input type="text" value="0,320"/>	Debt ratio	%	<input type="text" value="80,0%"/>
RE production credit	€/kWh	<input type="text" value="-"/>	Debt interest rate	%	<input type="text" value="5,0%"/>
			Debt term	yr	<input type="text" value="15"/>
			Income tax analysis?	yes/no	<input type="text" value="Yes"/>
			Effective income tax rate	%	<input type="text" value="25,0%"/>
			Loss carryforward?	-	<input type="text" value="Yes"/>
			Depreciation method	-	<input type="text" value="Straight-line"/>
			Depreciation tax basis	%	<input type="text" value="100,0%"/>
Energy cost escalation rate	%	<input type="text" value="3,0%"/>	Depreciation period	yr	<input type="text" value="10"/>
Inflation	%	<input type="text" value="3,5%"/>	Tax holiday available?	yes/no	<input type="text" value="No"/>
Discount rate	%	<input type="text" value="5,0%"/>			
Project life	yr	<input type="text" value="25"/>			

Project Costs and Savings						
Initial Costs			Annual Costs and Debt			
Feasibility study	0,0%	€	-	O&M	€	3.642
Development	0,0%	€	-	Fuel	€	-
Engineering	5,2%	€	20.000	Debt payments - 15 yrs	€	29.705
Energy equipment	65,4%	€	252.090	Annual Costs - Total	€	33.347
Balance of equipment	24,6%	€	94.965	Annual Savings or Income		
Miscellaneous	4,8%	€	18.353	Energy savings/income	€	29.081
Initial Costs - Total	100,0%	€	385.407			
Incentives/Grants		€	<input type="text" value="-"/>	Annual Savings - Total	€	29.081
Periodic Costs (Credits)		€	-			
		€	-			
		€	-			
End of project life -		€	-			

Financial Feasibility					
Pre-tax IRR and ROI	%	9,8%	Calculate energy production cost?	yes/no	<input type="text" value="Yes"/>
After-tax IRR and ROI	%	8,6%	Energy production cost	€/kWh	0,27
Simple Payback	yr	15,2			
Year-to-positive cash flow	yr	16,0	Project equity	€	77.081
Net Present Value - NPV	€	72.404	Project debt	€	308.326
Annual Life Cycle Savings	€	5.137	Debt payments	€/yr	29.705
Benefit-Cost (B-C) ratio	-	1,94	Debt service coverage	-	0,88

Figura 50: Análisis financiero.

En la siguiente tabla se muestran los valores de flujo de caja antes y después de impuestos obtenidos durante los 25 años de vida útil del proyecto:

Yearly Cash Flows			
Year #	Pre-tax €	After-tax €	Cumulative €
0	(77.081)	(77.081)	(77.081)
1	(3.521)	(3.521)	(80.603)
2	(2.755)	(2.755)	(83.358)
3	(1.966)	(1.966)	(85.323)
4	(1.154)	(1.154)	(86.477)
5	(318)	(318)	(86.795)
6	542	542	(86.253)
7	1.427	1.427	(84.826)
8	2.338	2.338	(82.489)
9	3.275	3.275	(79.214)
10	4.240	4.240	(74.974)
11	5.232	5.232	(69.742)
12	6.254	6.254	(63.488)
13	7.305	7.305	(56.183)
14	8.387	8.387	(47.796)
15	9.500	9.500	(38.296)
16	40.351	39.837	1.541
17	41.529	31.147	32.688
18	42.743	32.057	64.745
19	43.991	32.993	97.738
20	45.276	33.957	131.695
21	46.598	34.948	166.643
22	47.958	35.969	202.612
23	49.358	37.019	239.631
24	50.799	38.099	277.730
25	52.281	39.211	316.941

Figura 51: Flujos de caja.

***Nota: los valores de flujo de caja entre paréntesis son valores negativos.**

En el siguiente gráfico se muestran los valores de flujo de caja obtenidos durante los 25 años de vida útil del proyecto, además muestra el año a partir del cual, los ingresos son mayores que los gastos y por tanto los flujos de caja empiezan a ser positivos:

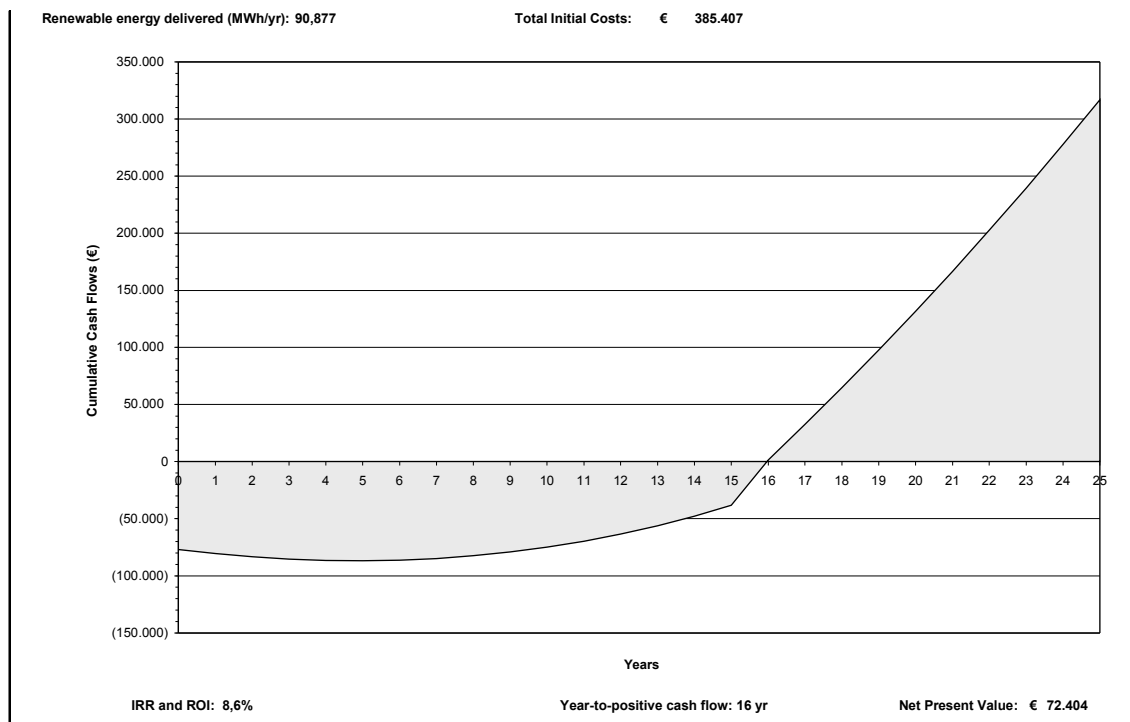


Figura 52: Gráfico flujo de caja-años.

5.4-. Análisis de sensibilidad y riesgo.

En este último análisis de sensibilidad y riesgo perteneciente al estudio económico del proyecto se realizará un estudio de cómo afectan a las principales variables financieras posibles desviaciones sobre las previsiones realizadas en cuanto a energía producida, costes iniciales, costes anuales, interés de la deuda, tasa de endeudamiento, plazo de la deuda y precio de la energía.

Al igual que los análisis anteriores de costes y financiero, el análisis de sensibilidad y riesgo será realizado mediante el software PV3 RetScreen en el apartado de “Sensitivity”.

Tanto el análisis de sensibilidad como el análisis de riesgo se realizará sobre el Valor Actual Neto de la inversión y se estudiará, en base a este valor, como afecta la variación de los principales parámetros financieros y cuales de estos parámetros son los que mayor impacto causan en la variación del VAN.

Este apartado está compuesto por dos análisis bien diferenciados:

Análisis de sensibilidad del VAN “Sensitivity Analysis for Net Present Value-NPV”

En este punto se muestra como variaría el Valor Actual Neto (VAN) cuando los principales parámetros financieros adquieren valores diferentes a los previstos. Tanto cuando dichos valores son más positivos para la inversión que los previstos como cuando son más negativos, el Valor Actual Neto de la inversión es diferente al calculado por este motivo si existe una alta probabilidad de que alguno de los principales parámetros financieros varíe respecto al valor previsto, es posible que no sea aconsejable realizar la inversión.

Dentro del análisis de sensibilidad del VAN, se realizarán cinco estudios donde se comprobará como varía el VAN cuando dos parámetros financieros toman valores diferentes a los previstos:

1-. Precio de venta de la energía-Energía producida.

Energía producida (MWh)		Precio de venta de la energía (€/kWh)				
		0,2560 -20%	0,2880 -10%	0,3200 0%	0,3520 10%	0,3840 20%
72,702	-20%	-97.647	-58.906	-20.808	16.789	53.933
81,789	-10%	-58.906	-16.084	26.098	67.795	109.070
90,877	0%	-20.808	26.098	72.404	118.181	163.580
99,965	10%	16.789	67.795	118.181	168.105	217.638
109,052	20%	53.933	109.070	163.580	217.638	271.301

Con este estudio pueden comprobarse los valores que alcanza el Valor Actual Neto de la inversión cuando la energía producida varía entre un 20% menos y un 20% más frente a la variación del precio de venta de dicha energía entre un 20% más barato y un 20% más caro.

Puede apreciarse que cuando el precio de venta de la energía descende un 20% y a su vez la energía producida descende un 20%, se obtiene el valor más negativo del VAN, lo cual es bastante improbable pues el que el precio de la energía producida mediante la tecnología fotovoltaica baje un 20% es bastante difícil al tratarse en estos momentos de una forma de generación a la que se intenta impulsar y por tanto en lugar de disminuir el precio de venta tenderá a aumentar para así ayudar a los inversores a realizar este tipo de proyectos.

Otro punto apreciable es cuando el precio de venta de la energía generada permanece constante pero la generación de energía descende, con el descenso de generación se consigue que los beneficios disminuyan bastante, pudiendo entrar en pérdidas si esta generación disminuye hasta el 20%, por este motivo la instalación fotovoltaica deberá mantenerse en perfectas condiciones de funcionamiento durante todo su periodo de vida útil.

2-. Precio de venta de la energía-Costes iniciales.

Costes iniciales (€)		Precio de venta de la energía (€/kWh)				
		0,2560 -20%	0,2880 -10%	0,3200 0%	0,3520 10%	0,3840 20%
308.326	-20%	45.684	91.577	136.966	181.962	226.610
346.867	-10%	12.657	59.050	104.879	150.273	195.308
385.407	0%	-20.808	26.098	72.404	118.181	163.580
423.948	10%	-54.601	-7.192	39.531	85.726	131.483
462.489	20%	-88.746	-40.837	6.329	52.941	99.047

El segundo estudio de sensibilidad muestra los valores que toma el VAN cuando el precio de venta de la energía y los costes iniciales de la inversión varían respecto a los valores previstos inicialmente.

El primer punto importante a destacar es que cuando el precio de la energía permanece constante, aunque los costes iniciales aumenten en un 20%, el VAN sigue siendo positivo, lo cual muestra un amplio margen de costes iniciales para que la inversión siga siendo rentable, llegando a obtener un VAN bastante alto reduciendo un pequeño porcentaje los costes iniciales del proyecto.

Otro punto a destacar es cuando el valor del VAN es el más negativo, esto ocurre si el precio de venta de la energía desciende un 20% y los costes iniciales aumentan también un 20%, este caso es bastante improbable ya que los costes iniciales se estudian previamente a realizar el proyecto y un aumento del 20% es bastante improbable, lo mismo ocurre con el precio de venta de la energía, al tratarse la generación fotovoltaica de un sector en expansión, el precio de la energía generada no tenderá a bajar.

3-. Precio de venta de la energía-Costes anuales.

Costes anuales (€)		Precio de venta de la energía (€/kWh)				
		0,2560 -20%	0,2880 -10%	0,3200 0%	0,3520 10%	0,3840 20%
2.914	-20%	-8.286	38.435	84.566	130.260	175.579
3.278	-10%	-14.547	32.266	78.485	124.220	169.580
3.642	0%	-20.808	26.098	72.404	118.181	163.580
4.006	10%	-27.069	19.929	66.291	112.142	157.581
4.371	20%	-33.361	13.749	60.167	106.102	151.582

Este estudio de sensibilidad muestra los valores que alcanza el VAN cuando el precio de venta de la energía y los costes anuales varían respecto a los previstos al principio de la inversión.

Destaca el poco impacto que causan los costes anuales sobre el Valor Actual Neto de la inversión ya que aunque estos costes aumenten hasta un 20% más que lo previsto al principio, el VAN permanecería positivo, se necesitaría una reducción del 20% en el precio de venta de la energía generada para que el VAN fuese negativo.



4-. Tasa de endeudamiento-Interés de la deuda.

Interés de la deuda (%)		Tasa de endeudamiento (%)				
		64,0% -20%	72,0% -10%	80,0% 0%	88,0% 10%	96,0% 20%
4,0%	-20%	82.863	86.206	89.500	92.781	96.062
4,5%	-10%	76.152	78.592	81.026	83.461	85.854
5,0%	0%	69.261	70.832	72.404	73.913	75.410
5,5%	10%	62.246	62.941	63.564	64.176	64.777
6,0%	20%	55.116	54.855	54.568	54.260	53.885

El cuarto estudio de sensibilidad muestra como varía el VAN cuando varían la tasa de endeudamiento y el interés de la deuda conjuntamente.

Lo principal que puede observarse de este estudio es que aunque se aumente el préstamo ofrecido por el banco hasta un 96% y los intereses de la deuda aumenten un 20% hasta alcanzar un 6% de interés, el valor del VAN es bastante alto y no llega a ser negativo.

También puede apreciarse que si el interés de la deuda es constante de un 5%, cuanto mayor es la tasa de endeudamiento, el VAN se hace mayor, por tanto si el banco garantiza que el interés de la deuda no aumentará durante el periodo de vida del proyecto, convendría endeudarse un porcentaje mayor al inicial para obtener mejores flujos de caja y con ello mayores beneficios.

5-. Plazo de la deuda-Interés de la deuda.

Interés de la deuda (%)		Plazo de la deuda (años)				
		12,0 -20%	13,5 -10%	15,0 0%	16,5 10%	18,0 20%
4,0%	-20%	82.593	94.204	89.500	98.039	95.181
4,5%	-10%	76.469	86.611	81.026	89.184	85.519
5,0%	0%	69.183	78.880	72.404	80.095	75.594
5,5%	10%	61.785	71.028	63.564	70.815	65.461
6,0%	20%	54.286	63.002	54.568	61.348	55.056

El último estudio de sensibilidad realizado sobre el Valor Actual Neto de la inversión del proyecto muestra los valores que toma dicho VAN al variar tanto el plazo de la deuda como el interés asignado a dicha deuda.

Puede observarse que en ningún momento se obtiene un VAN negativo de la inversión, por tanto aunque el plazo de la deuda se reduzca hasta 12 años y los intereses de la misma aumenten un 20% llegando a ser del 6%, se obtendrá rentabilidad en la inversión.

El mayor aumento en el VAN se halla cuando el plazo de la deuda aumenta un 10%, llegando a los 16 años y 6 meses y si el tipo de interés de la deuda disminuye un 20%.



Si el tipo de interés permanece igual a lo previsto inicialmente, puede comprobarse que cuanto mayor es el plazo de préstamo de la deuda, mayores valores de VAN se alcanzan, por tanto convendría aumentar el plazo de la deuda si el banco no varía los intereses de la misma.

Análisis de riesgo para el VAN “Risk Analysis for Net Present Value-NPV”

En este último análisis se estudiarán cuales de los parámetros financieros fundamentales de la inversión causan mayor impacto en la rentabilidad de la misma ya que el valor de algunos de estos datos no pueden ser conocidos con exactitud y deben ser estimados pudiendo variar a la hora de realizar la inversión.

El análisis de riesgo permite conocer la probabilidad de obtener una rentabilidad dada cuando las estimaciones varían dentro de un determinado rango. Este análisis consiste en estudiar el riesgo que corre la rentabilidad de la inversión cuando cada uno de los parámetros fundamentales de la misma varían en torno a los valores previstos inicialmente.

Al igual que para el análisis de sensibilidad anteriormente realizado, el análisis de riesgo del proyecto se realizará en base al Valor Actual Neto de la inversión.

Para cada uno de los parámetros financieros se utilizarán los siguientes rangos de variación respecto al valor estimado inicialmente:

Parámetro	Unidad	Valor	Rango de variación	Mínimo	Máximo
Precio de venta de la energía	€/kWh	0,32	10%	0,2280	0,3520
Energía generada	MWh	90,8	10%	81,789	99,965
Costes iniciales	€	385.4	10%	346.867	423.948
Costes anuales	€	3.642	10%	3.278	4.006
Tasa de endeudamiento	%	80%	0%	80,0%	80,0%
Interés de la deuda	%	5%	30%	3,5%	6,5%
Plazo de la deuda	años	15	0%	15	15

Se ha decidido unos rangos de variación diferentes para cada uno de los parámetros fundamentales de la inversión ya que unos tienden a variar en mayor proporción que otros.

Tanto la tasa de endeudamiento que es del 80% como el plazo de la deuda de 15 años, se estima que no variarán pues se decide desde un principio que proporción de inversión inicial se pide prestada y el plazo de devolución, por tanto estos dos parámetros no influirán a la hora de calcular el impacto de los parámetros en la inversión.

Para mostrar el impacto que presenta la variación de cada uno de los parámetros se obtiene el siguiente gráfico:

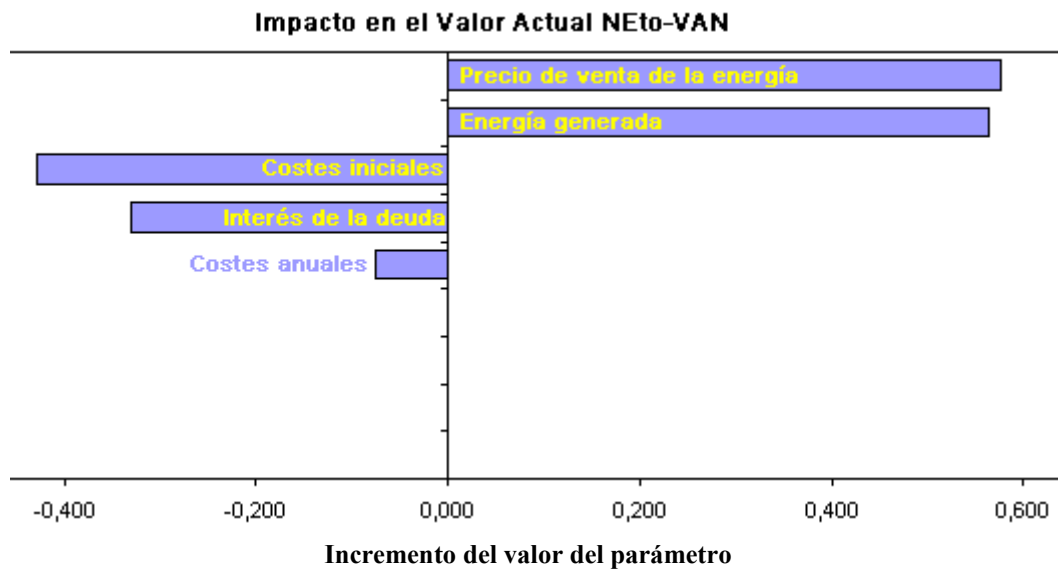


Figura 53: Gráfico impacto de parámetros fundamentales.

El gráfico muestra los parámetros que mayor impacto causan sobre el valor actual neto de la inversión, es decir, los puntos cuya variación afectan en mayor medida a la inversión del proyecto haciendo dicha inversión más vulnerable.

Se observa claramente que los parámetros que más afectan al VAN de la inversión son un aumento tanto en el precio de venta de la energía generada como en la cantidad de dicha energía generada. Tras estos dos parámetros, una disminución en los costes iniciales es el tercer parámetro que afecta el VAN de la inversión seguido de una disminución del interés de la deuda y de los costes anuales.



6-. Pliego de Condiciones Técnicas y Ambientales.

6.1-. Condiciones Técnicas.

6.1.1-. Objeto.

A lo largo de este apartado de condiciones técnicas y ambientales se mostrarán las condiciones mínimas que deberá cumplir la instalación fotovoltaica proyectada en cuanto a suministro y montaje, sirviendo de guía para los instaladores y fabricantes de equipos, definiendo especificaciones mínimas que debe cumplir la instalación para asegurar su calidad.

6.1.2-. Equipos.

- Módulos fotovoltaicos.

El módulo fotovoltaico seleccionado ATERSA A-170M deberá satisfacer la especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino y estar cualificado por el CIEMAT, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, y llevarán de forma claramente visible el modelo y nombre o logotipo del fabricante.

Se comprobará que todos los módulos posean diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y que los marcos laterales sean de aluminio .

Antes de la instalación se comprobará que su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar de medida deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo y se procederá a una inspección para comprobar que no existe ningún módulo con roturas o manchas.

- Estructura soporte.

La estructura soporte para los módulos solares del generador fotovoltaico estará provista de todos los elementos de sujeción pertinentes para la instalación de los paneles y serán realizados del mismo material que el de la propia estructura.

- Inversor.

El inversor será del tipo adecuado para la conexión a la red de baja tensión y su potencia de entrada será variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador proporcione.

Deberá cumplir las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnéticas certificadas por ATERSA y además deberá adjuntarse los resultados de las pruebas de funcionamiento efectuadas por el mismo.



- Protecciones.

Las protecciones utilizadas en la instalación será de calidad y dimensiones especificadas en el proyecto y se instalarán en los puntos indicados para asegurar la máxima protección de las personas e instalaciones.

Algunas de estas protecciones estarán integradas en el inversor por lo que deberá ser indicado por ATERSA adjuntando las pruebas de seguridad por las que ha pasado el inversor.

- Conductores.

Todos los conductores utilizados en este proyecto serán de cobre flexibles con aislamiento en PVC y poseerán las secciones calculadas en apartados anteriores.

6.1.3-. Recepción y pruebas.

El instalador entregará al usuario de la instalación un documento en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación así como las especificaciones de la misma.

Antes de la puesta en marcha de la instalación deberán comprobarse que todos los equipos ha pasado las pruebas pertinentes de funcionamiento en fábrica y se comprobarán los certificados de calidad. Una vez comprobadas las pruebas se realizarán pruebas de arranque y parada en diferentes instantes de funcionamiento.

También deberán realizarse las pruebas pertinentes para comprobar que todos los elementos de protección como son fusibles, magnetotérmicos y descargadores de la instalación funcionan correctamente.

6.2-. Montaje de equipos.

En este apartado se mostrará como se realizarán las conexiones de los diferentes equipos de la instalación fotovoltaica.

6.2.1-. Módulos fotovoltaicos.

Los paneles solares serán distribuidos en filas tal y como se indica en la memoria para facilitar la conexión de los mismos en serie o paralelo según proceda. Los módulos solares serán montados sobre la estructura soporte pertinente horizontalmente, fijándolos a ésta mediante la tortillería de la que está provista la estructura, una vez fijados se inclinarán el ángulo idóneo a la época de funcionamiento.

Una vez colocados sobre los soportes, los módulos serán conectados en serie y paralelo según se muestra en la memoria del proyecto. Cada uno de los conductores de conexión entre los diferentes paneles estarán alojados en canaletas de plástico.



6.2.2.- Inversor.

El inversor encargado de la conversión de corriente continua a corriente alterna para la inyección a la red de baja tensión de la potencia producida por el generador fotovoltaico es un dispositivo electrónico sensible y que debe estar protegido contra daños externos. El inversor elegido marca ATERSA SIEL-SOLEIL 60/54 posee un índice de protección IP21, lo cual indica que no está suficientemente protegido frente a elementos atmosféricos adversos como puede ser lluvia o partículas de polvo, por tanto se instalará en el interior de una caseta, fuera de humedades excesivas, protegido de la intemperie y sin polvo o suciedad excesiva.

Según las recomendaciones del fabricante, el lugar donde se aloje el inversor deberá estar ventilado para favorecer la refrigeración del equipo y por tanto deberá evitarse la obstrucción de entradas y salidas de ventilación de la caseta, la humedad relativa del lugar no debe superar el 95% y las temperaturas de trabajo no deben salir del rango -5° C y 40° C.

La caseta del inversor estará ubicada en la parte inferior de la fachada más al norte de la nave industrial.

Todo el cableado que proviene del generador fotovoltaico estará alojado en las canaletas fijadas a la pared utilizadas para la conducción del cableado incluso en el interior de la caseta del inversor, no se dejará ninguna sección de conductor fuera de dichas canaletas. El cableado del último tramo entre el inversor y la conexión a la red de baja tensión será enterrado bajo tubo corrugado de PVC a 1m de profundidad.

La conexión del inversor con el campo de paneles solares y con la red de baja tensión será realizada por personal técnico cualificado por la importancia y dedicación que esto conlleva.

6.2.3.- Protecciones y puesta a tierra.

El R.D.1663/2000 donde se fijan las condiciones técnicas para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión la puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora con el fin de no transmitir defectos a la misma. Además, las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

La norma ITC-BT-40, determina que las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistema de puesta a tierra que, en todo momento aseguren que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en la norma MIE-RAT 13 del reglamento sobre codicotes Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

Los elementos de protección estarán alojados en diferentes cajas de conexión destinadas a la protección contra manipulación y agentes atmosféricos dañinos para los mismos. Se instalarán dos tipos de cajas de conexión, para la conexión de grupo y para la conexión del generador fotovoltaico.



Se utilizarán 5 cajas de conexión de grupo, en cada una de las cuales, se instalarán los equipos encargados de la protección de 6 ramales del generador fotovoltaico:

- 12 fusibles de corriente continua de 10A.
- 2 descargadores para la protección contra sobretensiones.
- 1 interruptor-seccionador.
- 2 fusibles de corriente continua de 40A.

Se instalará una sola caja de conexión de generador fotovoltaico donde llegarán las conexiones de todas las cajas de conexión de grupo del generador, en este único armario se instalará:

- 1 vigilante de aislamiento.
- 1 interruptor de corriente continua.
- 1 magnetotérmico de 160A.

Los equipos de alterna destinados a la protección del punto de conexión a la red de baja tensión se instalarán en la caseta del inversor:

- 1 interruptor general manual de 100A.
- 1 interruptor diferencial de 100A y 300mA de sensibilidad.
- 3 fusibles de corriente alterna de 100A.

6.3-. Garantía de los equipos de la instalación.

La garantía de los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica permanecerá vigente a la hora de reparar los equipos que hayan sufrido cualquier avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones y siempre que se presente el correspondiente certificado de garantía con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

La garantía puede darse en forma de reparación o de sustitución parcial o total del equipo averiado siempre y cuando no haya finalizado el periodo de validez de la garantía, mínimo 3 años en todos los equipos excepto en los paneles fotovoltaicos que será de 8 años, en cuyo caso en caso no cabe ningún tipo de reclamación.

La garantía de los equipos de la instalación cubrirá todos los gastos, desde las piezas averiadas hasta la mano de obra llevada a cabo por los operarios y podrá anularse si la instalación ha sufrido alguna reparación o modificación por personas ajenas al



suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

6.4-. Programa de mantenimiento.

Para el buen funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica a lo largo de su vida útil, deberá realizarse un mantenimiento periódico de los diferentes equipos que la componen, para ello se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años. Para esta instalación cuya inclinación de paneles deberá ser variada a lo largo del año, el programa de mantenimiento además deberá tener en cuenta que en los meses de Octubre y Abril, los operarios deben realizar las acciones necesarias para el funcionamiento eficiente de la instalación.

El mantenimiento se realizará por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora y todas las actividades realizadas por este personal quedarán registradas en un informe técnico.

6.4.1-. Mantenimiento preventivo.

Se realizará periódicamente una inspección visual de las instalaciones así como la verificación de que todos los componentes y equipos de la misma funcionan correctamente. Esta actividad deberá realizarse dos veces al año, semestralmente al tratarse de una instalación fotovoltaica de más de 5kWp y se realizarán las siguientes revisiones:

- Comprobación del estado de los módulos solares utilizando el interruptor-seccionador para labores correctivas si fuese necesario.
- Comprobación del estado de los soportes de los módulos.
- Comprobación de las protecciones eléctricas y estado de las conexiones .
- Comprobación del estado del inversor.

6.4.2-. Mantenimiento correctivo.

En el mantenimiento correctivo, el personal técnico se encargará de la sustitución o arreglo de los equipos de la instalación que hayan sido dañados para asegurar su buen funcionamiento.

Este mantenimiento no se realizará de forma periódica sino que será cada vez que el usuario de la instalación lo requiera por alguna avería de la instalación, en este caso, el suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la avería se reparará en el plazo máximo de 15 días.

El mantenimiento correctivo que sea realizado durante el periodo de garantía de la instalación, carecerá de costes para el usuario si se han cumplido todas las condiciones de garantía antes citadas.



6.4.3-. Mantenimiento de operación.

El llamado mantenimiento de operación será aquel donde se realizarán las actividades de regulación de la instalación fotovoltaica requeridas para el funcionamiento óptimo de la misma. Estas actividades de regulación serán aquellas realizadas para variar el ángulo de inclinación de los módulos solares dependiendo en la época del año a la que se encuentren funcionando.

Este mantenimiento operativo se realizará dos veces al año por lo que se harán coincidir las visitas para mantenimiento preventivo con las de mantenimiento operativo evitando así el transporte de dos equipos diferentes de técnicos para realizarlo.

Las visitas se realizarán:

- ✓ Al finalizar el mes de Septiembre: en esta visita se inclinarán los paneles un ángulo de 52° para que los módulos capten la mayor cantidad de radiación solar posible durante el periodo invernal.
- ✓ Al finalizar el mes de Marzo: la actividad perteneciente al mantenimiento operativo que se realizará en esta visita será la variación del ángulo de inclinación de los paneles que durante el invierno ha sido de 52° a un ángulo de 16° para el funcionamiento óptimo de la instalación durante el verano.

6.5-. Impacto Ambiental de la Instalación.

Las instalaciones solares fotovoltaicas tienen un impacto medio ambiental prácticamente inexistente y además, si la instalación solar se encuentra en la azotea de un edificio situado en un polígono industrial, dicho impacto es nulo.

Analizando factores ambientales como son el ruido, emisiones a la atmósfera, residuos tóxicos e impacto visual, se comprobará lo anteriormente comentado:

- *Emisiones.*

Las emisiones producidas por cualquier tipo de energía solar, fotovoltaica o térmica, son nulas al no producirse combustión alguna de combustible generando así algún gas contaminante para la atmósfera.

- *Ruidos.*

La generación de energía mediante módulos solares no produce ruido alguno que pueda causar molestias o daños en el medio ambiente ya que no se produce movimiento alguno de piezas o equipos, únicamente puede producirse un pequeño zumbido por parte el inversor siendo tan leve que fuera de la propia caseta no se aprecia.



- *Impacto visual.*

Las instalaciones situadas en las azoteas o tejados de los edificios solamente pueden observarse desde el cielo por tanto el impacto que pueda ejercer esta instalación fotovoltaica sobre el paisaje es nulo, además de tenerse en cuenta que se encuentra en un polígono industrial donde el impacto visual ya está provocado.

- *Residuos tóxicos.*

El funcionamiento de los equipos de la instalación no vierten ningún tipo de vertido al exterior.



7-. Estudio Básico de Seguridad y Salud.

En este apartado se encontrará el estudio de seguridad y salud obligatorio necesario para obtener el permiso de obra por parte de las autoridades pertinentes de la instalación eléctrica fotovoltaica conectada a red que se realizará en el polígono industrial Antonio del Rincón sobre la azotea de una de sus naves industriales.

Se tendrá en cuenta que la instalación fotovoltaica trabajará a baja tensión por lo que los trabajos realizados sobre la misma serán los adecuados para estos valores de tensión. Al trabajar con energía eléctrica se pondrá especial atención a la seguridad de la instalación conectando todos los equipos metálicos a un conductor de protección a tierra cumpliendo toda la normativa descrita a continuación.

7.1-. Normativa.

La normativa de aplicación para la seguridad y salud en las obras de construcción está reflejada en el R.D.1627/1997 publicado en el BOE. En este Real Decreto se define el Estudio de Seguridad y Salud, así como el Estudio Básico de Seguridad y Salud y el Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo.

Al tratarse de una obra de pequeñas dimensiones cuyo presupuesto no supera los 450.000 €, la duración de la obra no superará los 30 días laborables con la presencia simultánea de más de 20 trabajadores, la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra no será superior a 500 y no se construirán túneles ni galerías subterráneas, es suficiente con la realización de un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Según la normativa vigente, este Estudio Básico de Seguridad y Salud deberá identificar todos los riesgos laborales, tanto los que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello, como los que no puedan ser evitados, indicando las medidas de prevención y protección necesarias.

Una vez indicado el tipo de estudio de seguridad y salud a realizar, se utilizará la siguiente normativa para garantizar la seguridad de los trabajadores en la ejecución de la obra:

- Estatuto de los trabajadores.
- Plan Nacional de Higiene y Seguridad en el Trabajo (B.O.E.11.3.71).
- Comités de Seguridad e Higiene en el Trabajo (B.O.E. 16.3.71).
- Reglamento de Seguridad e Higiene en la Industria de la Construcción (B.O.E. 15.6.52).
- Homologación de los medios de protección personal de los trabajadores (B.O.E. 29.5.74).
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión(B.O.E. 9.10.73).



- Convenio Colectivo Provincial de la Construcción.
- Obligatoriedad de la inclusión de un Estudio de Seguridad e Higiene en el Trabajo en los proyectos de edificación (B.O.E. 24.3.86).
- Ley de Prevención de Riesgos Laborales (LEY 31/1998, 8.11.95).

7.2-. Definición de Riesgos.

Se analizarán a continuación los riesgos unidos a las actividades de ejecución de la obra así como los riesgos relacionados con la utilización de maquinaria y herramientas así como a la manipulación de instalaciones eléctricas.

Para que el Estudio Básico de Seguridad y Salud sea más eficiente, primero se analizarán los riesgos generales que pueden darse en cualquier actividad que puedan afectar tanto a los operarios de la obra como a terceras personas que permanezcan por los alrededores y a continuación se realizará un estudio de los riesgos más específicos de cada actividad.

7.2.1-. Riesgos Generales.

Los riesgos generales son aquellos que pueden darse en cualquiera de las actividades de ejecución de la obra y afectar a toda persona que trabaje en dichas actividades. Los riesgos previstos son:

- Caída de objetos o componentes de la instalación sobre personas.
- Caída de personas al mismo y distinto nivel.
- Proyecciones de partículas a los ojos.
- Conjuntivitis provocada por arco de soldadura u otros.
- Heridas y quemaduras en manos o pies por el manejo de materiales.
- Sobreesfuerzos y lesiones musculares.
- Golpes y cortes por el manejo de herramientas.
- Heridas por objetos punzantes o cortantes.
- Golpes contra objetos.
- Quemaduras por contactos térmicos.
- Exposición a descargas eléctricas.
- Atropellos o golpes por vehículos en movimiento.



- Polvo, ruido, etc.

7.2.2-. Riesgos Específicos.

Ahora se procederá a la identificación de los riesgos específicos existentes en cada una de las actividades que forman el proceso de ejecución de la obra y que además de los riesgos generales antes citados, solo afectan al personal encargado de cada una de estas actividades.

- **Transporte de materiales**

- Sobreesfuerzos y lesiones musculares.
- Riesgo de golpes con materiales transportados.
- Caída de objetos a la misma o distinta altura.
- Daños en instalaciones cercanas a las de descarga de materiales.
- Choques y vuelcos entre maquinaria de transporte.

- **Montaje de equipos**

- Caída de objetos sobre el personal encargado del montaje.
- Caídas a diferente nivel del personal encargado del montaje.
- Cortes y heridas debidas a la manipulación de herramientas cortantes.
- Riesgo de descargas eléctricas directas o indirectas en la conexión de equipos.
- Caídas de los soportes de módulos durante su montaje.
- Quemaduras.
- Proyecciones de partículas a los ojos.
- Incendios.

- **Excavación**

- Especial riesgo de caídas distinto nivel.
- Proyecciones de partículas a los ojos.
- Riesgo de perforación de algún sistema de conducción de gas o eléctrico.



7.3-. Medidas de Prevención y Protección.

Se destacarán dos tipos de medidas de prevención y protección ante riesgos laborales dependiendo de si las medidas dependen de la obra en general o si dependen de los operarios encargados de ejecutarla.

7.3.1-. Medidas de Prevención y Protección Generales.

- Se acondicionarán los terrenos destinados a la obra y tránsito de personal recogiendo escombros o materiales indeseados periódicamente para evitar tropiezos o lesiones de los trabajadores.
- Si se utilizara algún tipo de andamio para la ejecución de la obra, éste sería metálico provisto de barandillas y redes para evitar caídas de personal u objetos. Si se utilizasen escaleras de mano para el montaje de equipos, deberán ser del tipo “tijera” con soportes antideslizantes y no podrán utilizarse para formar andamios.
- El material eléctrico estará almacenado en lugares sin humedad y será tratado por personal eléctrico cualificado.
- Las conexiones en los cuadros provisionales de obra deberá realizarse mediante enchufes macho-hembra y una vez terminada la obra se procederá a revisar las conexiones de los cuadros ya fijos.
- Las herramientas utilizadas estarán protegidas con material aislante para evitar descargas eléctricas.

7.3.2-. Medidas de Prevención y Protección Personales.

Las medidas de prevención y protección de riesgos laborales se enfocan a la indumentaria del personal que ejecuta la obra:

- Casco de seguridad homologado de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.1 para evitar golpes en la cabeza y caída de materiales de forma accidental. Será de uso obligatorio y personal.
- Botas de protección con punta de acero homologadas de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.5 para evitar golpes en los pies y aislantes para evitar descargas eléctricas.
- Guantes y herramientas aislantes homologados de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.4 y M.T.26 para labores de conexionado eléctrico.
- Gafas protectoras ante proyecciones hacia los ojos homologadas de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.16.
- Gafas de soldadura para la utilización de la misma homologadas de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.3.



- Guantes de cuero o material resistente homologados de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.11 para evitar cortes y quemaduras al manipular herramientas.
- Cascos para la protección contra ruidos de más de 80dB homologados de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.2
- Arnés o cinturones de seguridad homologados de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.13 para evitar caídas desde lugares elevados.
- Mascarillas protectoras homologadas de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.7 para proteger las vías respiratorias frente a polvo obtenido del corte de materiales cerámicos y metálicos.

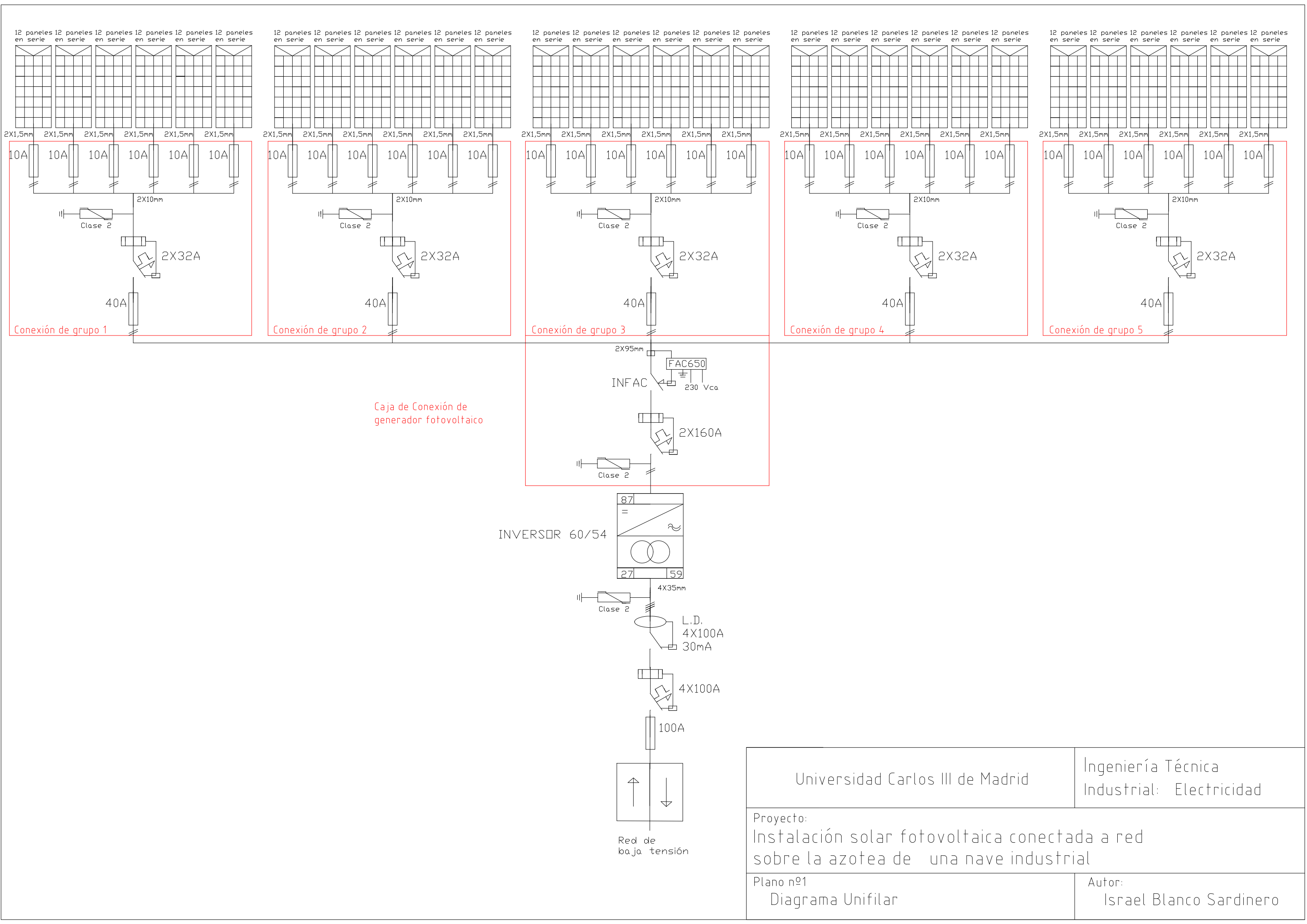
Todos estos elementos de protección personal tendrán un periodo de vida útil limitado, una vez sobrepasado este periodo, la protección que ofrecen estos elementos desaparece y deberán ser sustituidos por otros nuevos.



8-. Planos.

Este punto albergará los planos y esquemas más representativos de la instalación solar fotovoltaica proyectada, estará formado por dos únicos planos:

- **Diagrama Unifilar:** En este plano se representará todo el circuito eléctrico de la instalación proyectada, identificándose cada uno de los tramos desde los paneles fotovoltaicos hasta el punto de conexión a la red de baja tensión así como cada una de las protecciones que incorpora la instalación.
- **Disposición de los módulos:** En este segundo plano se mostrará como se dispondrán los módulos solares y las cajas de conexión de grupo y generador fotovoltaico sobre la azotea de la nave industrial.



Universidad Carlos III de Madrid	Ingeniería Técnica Industrial: Electricidad
Proyecto: Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial	
Plano nº1 Diagrama Unifilar	Autor: Israel Blanco Sardinero

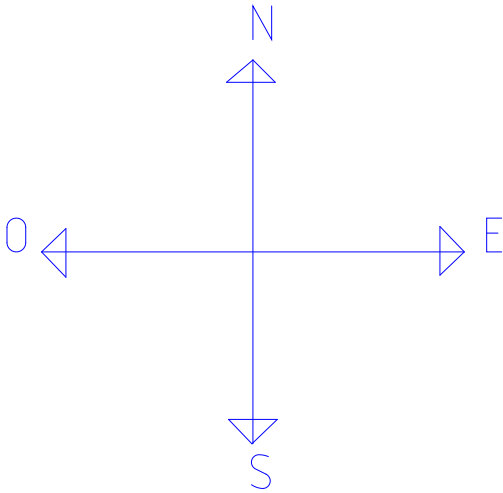
Línea de distribución de
baja tensión

Caja de conexión de generador
fotovoltaico

Caseta de inversor

Cajas de conexión de grupo

Campo de paneles



Universidad Carlos III de Madrid	Ingeniería Técnica Industrial: Electricidad
Proyecto: Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial	
Plano nº 2 Disposición de los módulos	Autor: Israel Blanco Sardinero



9-. Bibliografía.

Libros y documentos utilizados:

- “Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión”. José García Trasancos. Ed. Paraninfo.
- “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”. IDAE 2002.
- “Energía Solar en España 2007. Estado Actual y Perspectivas”. IDAE 2007.
- “Plan de Energías Renovables en España 2005-2010”. IDAE 2005.
- “Informe Anual de Red Eléctrica de España 2008”
- “Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión” Ministerio de Ciencia y Tecnología.
- Proyecto de fin de carrera “Estudio de Viabilidad Técnica y Económica de una Instalación Fotovoltaica de 1,1MW Conectada a Red”. Jorge Breva Domínguez. Enero 2009.

Apuntes de clase utilizados:

- Apuntes de asignatura “Nuevas Fuentes de Energía”. Junio 2009.
- Apuntes de asignatura “Instalaciones Eléctricas II”. Junio 2008.
- Apuntes de asignatura “Líneas y Redes Eléctricas”. Junio 2006.

Programas informáticos utilizados:

- Software PV3 RetScreen.
- Software PVSYST 4.33.
- Software AUTOCAD.
- Software GOOGLE EARTH.

Páginas Web visitadas:

- www.idae.es (Instituto para la diversificación y ahorro energético)
- www.atersa.com (Material fotovoltaico; módulos solares, inversores...)
- www.kyocera.com (Material fotovoltaico; módulos solares, inversores...)
- www.bp.com (Material fotovoltaico; módulos solares, inversores...)
- www.famatel.com (Armarios y cajas estancas)
- www.unex.com (Canaletas y bandejas para instalaciones eléctricas)
- www.gave.com (Material eléctrico)
- www.proat.net (Material eléctrico)
- www.abb.es (Material eléctrico)
- www.chint.es (Material eléctrico)
- www.legrand.com (Material eléctrico)
- www.generalcable.es (Conductores para instalaciones eléctricas)
- www.weidmueller.com (Material eléctrico)
- www.mityc.es (Ministerio de ciencia y tecnología)



10-. Anexos.

A lo largo de este último punto se añadirán las hojas de características de cada uno de los equipos y elementos utilizados en el proyecto, así como el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red realizado por el IDAE que se ha tenido en cuenta para la realización del mismo.

A-160M / A-170M

Módulo Fotovoltaico Profesional

FUNCIONALIDAD ECOLÓGICA

ATERSA utiliza materiales de última generación para fabricar sus módulos fotovoltaicos. Los módulos de 72 células monocristalinas suministran la tensión idónea para sistemas de 24V CC, como instalaciones autónomas con batería de potencia elevada, bombeo directo de agua... así como sistemas de inyección directa de la energía a la red eléctrica. Estos módulos se agrupan en la gama de alta potencia, y son ideales para cualquier aplicación que utilice el efecto fotoeléctrico como fuente de energía limpia, debido a su mínima polución química y nula contaminación acústica. Además, gracias a su diseño, se pueden integrar con facilidad en prácticamente cualquier instalación.

MATERIALES

El largo bagaje de ATERSA en la fabricación de módulos fotovoltaicos, sitúa a la empresa en una posición inmejorable a la hora de elegir los materiales más adecuados para su producción, lo que significa garantía de calidad para sus productos.

Cada módulo está formado por un cristal con alto nivel de transmisividad. Cuenta con uno de los mejores encapsulantes utilizados en la fabricación de los módulos, el etil-vinilo-acetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, ya sea adhesión, aislamiento eléctrico, o aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas. Además, el marco está fabricado con aluminio y cuenta con una capa externa de pintura que provee al perfil de una resistencia mucho mayor que el anodizado típico.

Gracias al sistema utilizado en los marcos de ATERSA, se ha conseguido aunar tanto el propósito de dar rigidez mecánica al laminado, cumpliendo todas las normas requeridas, así como un sistema fácil y rápido de montaje, que consigue reducir hasta 3 veces el tiempo necesario para la instalación de los módulos. Esto, sumado a la utilización de los cables con conectores rápidos de última generación, facilita la instalación del módulo sea cual sea su destino.

CALIDAD

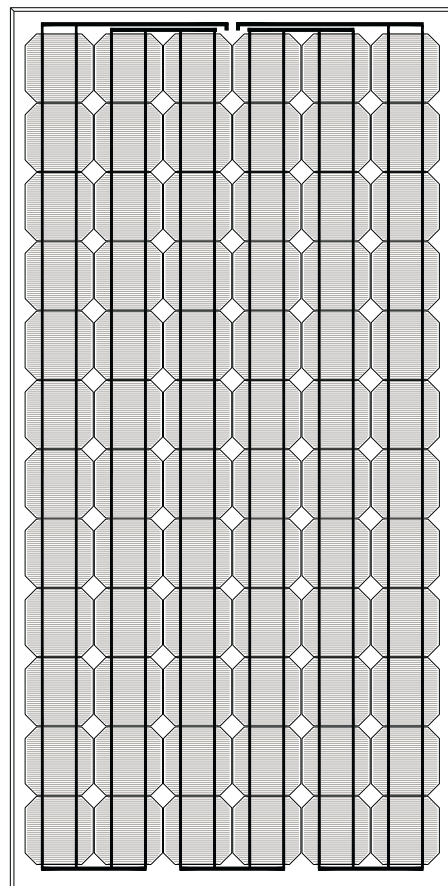
Todos los productos de ATERSA se fabrican bajo las estrictas normas de calidad dictadas por la ISO 9001, certificado que posee la compañía desde el año 1997. Esta serie de módulos sigue las directivas europeas 89/336/CEE y 73/23/CEE, y dispone de la certificación TÜV de cumplimiento de la IEC 61215 para su uso en sistemas de hasta 700V DC. La IEC 61215 exige -entre otras pruebas- ensayos de ciclos térmicos de 200 ciclos frío-calor de -40°C a +85°C, ensayos de carga mecánica, así como pruebas de resistencia al granizo consistentes en el impacto de una bola de 25,4mm de diámetro a una velocidad de 82 Km/h, once veces sobre el módulo.

La caja de conexiones QUAD dispone de certificación TÜV Clase II 1000V y grado de estanqueidad IP 54, que provee al sistema de un buen aislamiento frente a la humedad e inclemencias meteorológicas. La caja es capaz de albergar cables de conexión con un diámetro exterior desde 4,5mm hasta 10mm.

Estos módulos van provistos de cables asimétricos en longitud, con un diámetro de sección de cobre de 4mm, y con una bajísima resistencia de contacto, todo ello destinado a conseguir las mínimas pérdidas por caídas de tensión. Cumplen con todos los requerimientos SC II TÜV, tanto de flexibilidad, como de doble aislamiento, o alta resistencia a los rayos UV. Todo esto los convierte en cables idóneos para su uso en aplicaciones de intemperie.

GARANTÍA

GARANTÍA de hasta 25 años sobre la potencia de salida y de 3 años contra los defectos de fabricación. (Para una información más exhaustiva de los términos de la garantía, pueden consultar nuestra página web: www.atersa.com).



CARACTERÍSTICAS

Los datos eléctricos reflejan los valores típicos de los módulos y laminados A-160M y A-170M medidos en la salida de los terminales, al final del proceso de fabricación.

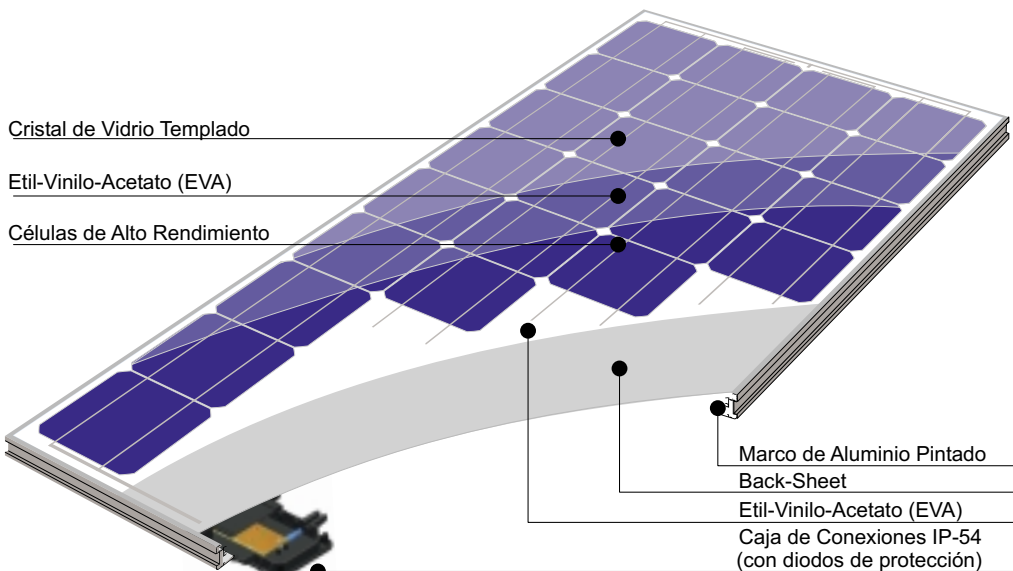
Mediciones realizadas conforme a ASTM E1036 corregidas a las condiciones de prueba estándar (STC): radiación 1KW/m^2 , distribución espectral AM (masa de aire) 1,5 ASTM E892 y temperatura de célula de 25°C .

La potencia de las células solares es variable en la salida del proceso de producción. Las diferentes especificaciones de potencia de estos módulos reflejan esta dispersión.

Las células cristalinas, durante los primeros meses de exposición a la luz, pueden experimentar una degradación fotónica que podría hacer decrecer el valor de la potencia máxima del módulo hasta un 3%.

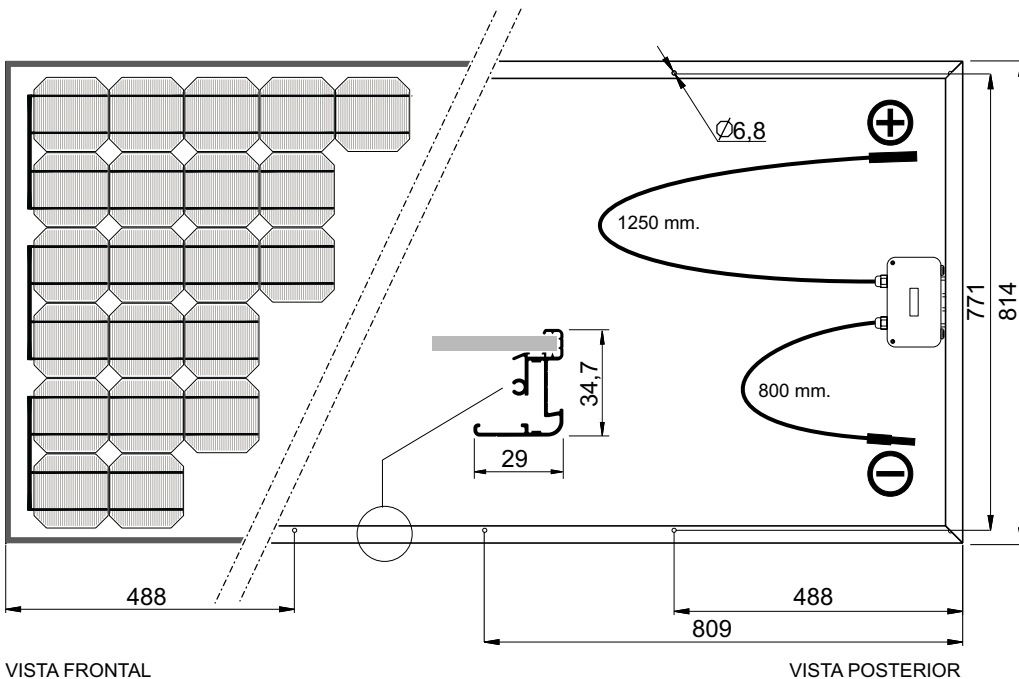
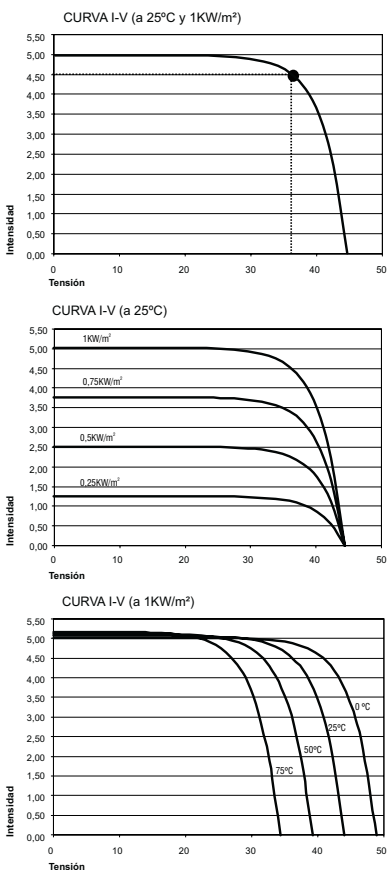
Las células, en condiciones normales de operación, alcanzan una temperatura superior a las condiciones estándar de medida del laboratorio. El TONC es una medida cuantitativa de ese incremento. La medición del TONC se realiza en las siguientes condiciones: radiación de $0,8\text{KW/m}^2$, temperatura ambiente de 20°C y velocidad del viento de 1 m/s .

Dado que la pintura del marco es un aislante eléctrico, habrá que erosionar el punto de contacto con el cable de tierra para asegurar la continuidad a tierra.



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	A-160M	A-170M
Potencia (W en prueba $-2+5\%$)	160 W	170 W
Número de células en serie	72	72
Corriente Punto de Máxima Potencia (I_{mp})	4,50 A	4,75 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (V_{mp})	35,70 V	35,80 V
Corriente en Cortocircuito (I_{sc})	5,00 A	5,10 A
Tensión de Circuito Abierto (V_{oc})	43,90 V	43,95 V
Coefficiente de Temperatura de I_{sc} (α)	2,00 mA/ $^\circ\text{C}$	2,00 mA/ $^\circ\text{C}$
Coefficiente de Temperatura de V_{oc} (β)	-194,40 mV/ $^\circ\text{C}$	-194,40 mV/ $^\circ\text{C}$
Máxima Tensión del Sistema	700 V	700 V
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS		
Dimensiones (mm.)	1618x814x35	1618x814x35
Peso (aprox.)	14,80 Kg.	14,80 Kg.
Especificaciones eléctricas medidas en STC. TONC: $47\pm 2^\circ\text{C}$ NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.		

CURVAS MODELO A-160M



MADRID 28045
C/ Embajadores, 187-3º
tel. +34 915 178 580
tel. +34 915 178 452
fax. +34 914 747 467

CATARROJA (VALENCIA) 46470
Polígono Industrial
Camí del Bony, 14
tel. +34 961 278 200
fax. +34 961 267 300
e-mail: atersa@atersa.com

CÓRDOBA 14007
C/ Escritor Rafael Pavón, 3
tel. +34 957 263 585
fax. +34 957 265 308

INVERSOR SIEL-SOLEIL

Inversor Senoidal de Conexión a Red Trifásica

Manual de Operación y de Instalación.



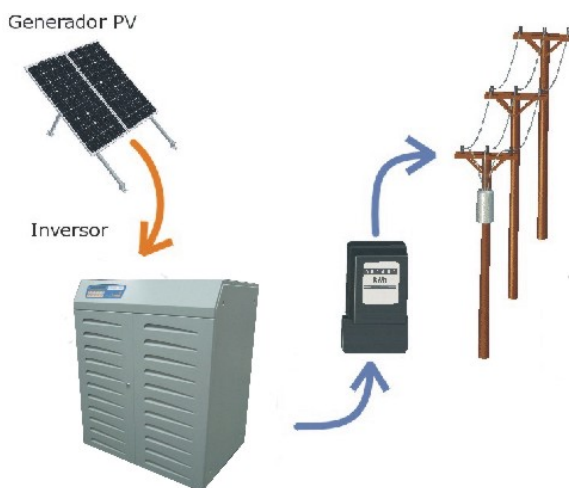
Equipos Inversores Soleil

La gama de inversores SOLEIL es la solución idónea para la inyección directa de energía en la red eléctrica trifásica convencional, producida por un generador fotovoltaico.



El inversor recibe la energía eléctrica directamente desde el generador fotovoltaico (PV) en corriente continua (CC), su trabajo consiste en transformar esta energía eléctrica en corriente alterna (CA) e inyectarla en la red eléctrica.

- El siguiente gráfico es una visión general de la instalación con un inversor.



Los inversores SOLEIL emplean la técnica de seguimiento del punto de máxima potencia de panel (MPPT), que permite obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

El equipo permite el funcionamiento tanto en modo automático como en modo manual. En modo automático se realiza constantemente el seguimiento del punto de máxima potencia de panel. En modo manual es el usuario quien determina el punto de trabajo de panel, en el cual el sistema trabajará de forma constante.

La forma de onda de la corriente inyectada a la red eléctrica convencional es idéntica a la de la tensión de salida, con un factor de potencia unitario en cualquier condición de funcionamiento.

Los inversores SOLEIL cumplen con la normativa CEI 11-20, LVD, EMC, CE, DK5950 y DK5940. Disponen de aislamiento galvánico en la salida hacia la red trifásica, lo cual elimina la posibilidad de inyectar alguna componente de corriente continua hacia la red de distribución eléctrica.

El inversor dispone de un panel de control con display alfanumérico de tipo LCD y teclado que permite realizar la lectura y ajuste de los parámetros de funcionamiento del equipo, así como el tratamiento de las alarmas que se generen.

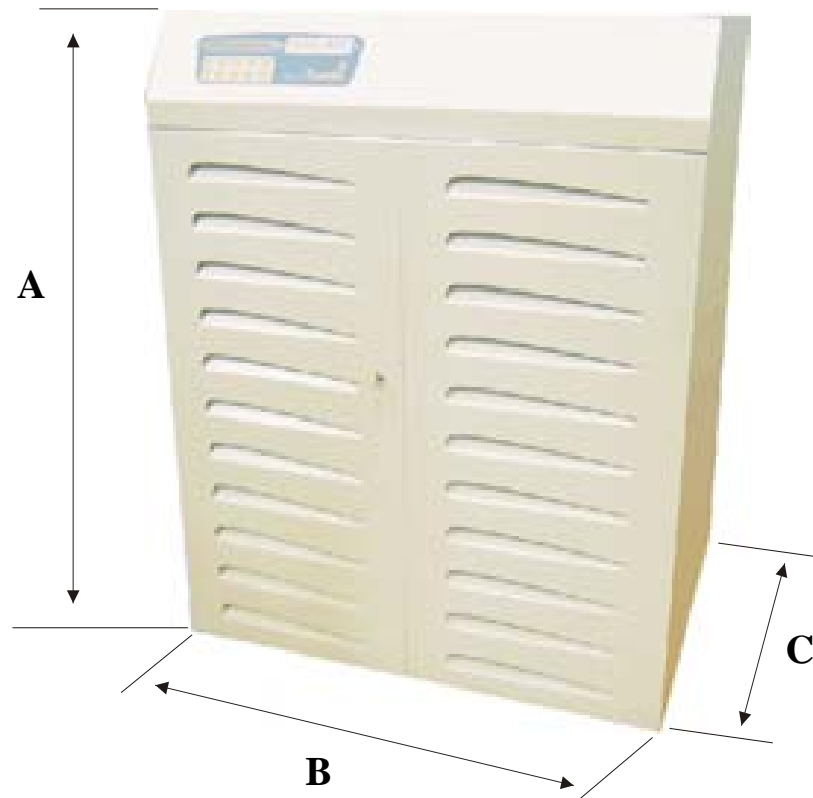
El equipo dispone de salidas auxiliares para la señalización remota de alarmas o del estado del sistema.

La tecnología de control del SOLEIL es de tipo PWM (Pulse Width Modulation) y los dispositivos semiconductores de potencia empleados son IGBT (Insulated Gate

Bipolar Transistor), los cuales permiten manejar potencias elevadas con un alto grado de robustez y fiabilidad.

A Formatos del Equipo

Existen tres formatos diferentes, uno de ellos corresponde a los modelos de 10, 15, 20, 25, 30, 40 y 50kW, otro para el modelo de 60, 80, 100 y 125kW y finalmente uno para los modelos de 175, 250, 400 y 500kW. Sus dimensiones son las siguientes:



FORMATOS:

*Tipo 10, 15, 20, 25, 30, 40 y 50kW:

- A= 1055mm.(incluidas patas)
- B= 550mm.
- C= 850mm.

*Tipo 60, 80, 100 y 125kW:

- A= 1400mm. (incluidas patas)
- B= 1100mm.
- C= 800mm.

*Tipo 175, 250, 400 y 500kW:

- A= 2000mm. (incluidas patas)
- B= 1000mm.
- C= 1500mm.

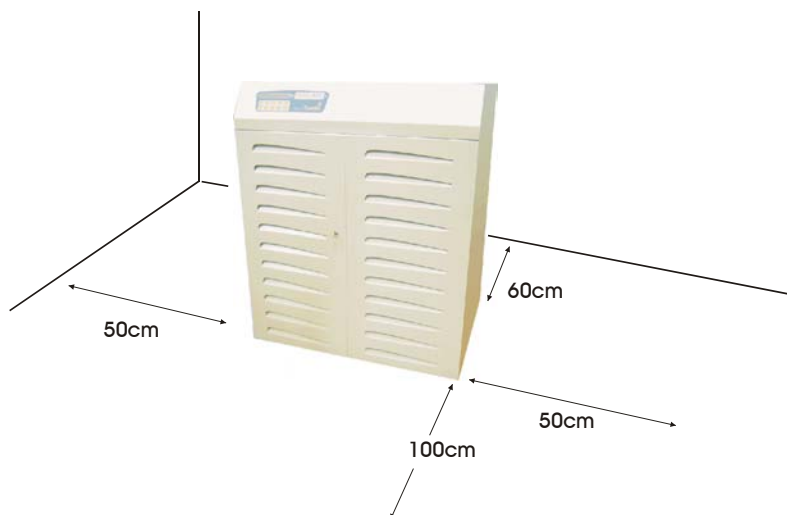
Instalación del Equipo

A Ubicación

Los inversores son equipos electrónicos sofisticados y deben ser tratados en consecuencia. Para la selección del lugar destinado a la instalación del inversor es muy importante considerar los siguientes aspectos:

- **El local en que se ubique el equipo debe disponer de suficiente ventilación. El área mínima libre por cada inversor, para la entrada de aire, debe ser de 0.8m².**
- La instalación debe realizarse en lugares secos y protegidos de fuentes de calor y humedad. Exponer el inversor a goteras o proyecciones de agua es particularmente destructivo y potencialmente peligroso.
- El local no debe contener polvo en suspensión que pueda afectar a la refrigeración del equipo.
- Lugar protegido de la intemperie.
- Temperatura ambiente entre -5 a +40°C.
- Humedad relativa del ambiente inferior al 90%.
- El peso de la máquina carga sobre una pequeña superficie del suelo. El local escogido para instalar el equipo debe admitir la carga del peso de la máquina.
- El equipo está preparado para ser elevado desde abajo mediante una carretilla elevadora tras desatornillar su parrilla frontal inferior. Algunos modelos se suministran con ruedas para facilitar la manipulación.

Respetar las distancias mínimas del equipo con los cerramientos, según se indica en el siguiente gráfico:



Para reducir al mínimo las posibilidades de accidente, se aconseja seguir las siguientes advertencias de seguridad referentes al local en el que se instale el equipo:

- Los muros, techos, el suelo y todo aquello que se encuentre alrededor del inversor debe estar fabricado con materiales no inflamables.
- Evitar la presencia de limaduras de hierro, metales o polvo de origen metálico en el suelo alrededor de la máquina, para evitar que sean aspirados dentro del equipo y puedan producir eventuales averías.
- Se recomienda la presencia de un extintor portátil en el local en el que esté ubicado el equipo.
- El personal de servicio y de mantenimiento debe estar adiestrado con los procedimientos normales de emergencia.

Funcionamiento. Panel de usuario.



El equipo dispone de un panel de usuario en el frontal que consta de un teclado de membrana y un display LCD alfanumérico que permite visualizar dos líneas de 40 caracteres cada una. Dispone además de 3 leds que informan del estado del equipo y de una barra de leds que indica el nivel de potencia instantánea que se está inyectando a la red.

La descripción de la función de cada una de las teclas del panel de operador, así como el significado de los leds se indican en el siguiente gráfico.



Protecciones del equipo

A Relé de seguridad (EPO)

El inversor dispone de un dispositivo electrónico de seguridad (EPO, Emergency Power Off) que bloquea el funcionamiento de la máquina en el caso de que se produzca una emergencia. La activación del dispositivo se realiza de forma remota mediante un pulsador de Parada de Emergencia que disponga de un contacto normalmente cerrado. Dicho pulsador se conecta a los pines 11 y 12 del terminal M3 en la tarjeta interface.

Una vez activado el dispositivo de seguridad, éste se encarga de mantener el bloqueo de la máquina aunque el pulsador de Parada de Emergencia remoto vuelva a su estado de reposo. Para restablecer el funcionamiento normal del inversor es necesario acceder al panel de conexiones del equipo y actuar sobre el interruptor de rearme PB1 situado en la tarjeta de interface

B Sobrecargas y cortocircuitos

El equipo dispone de protección frente a eventuales sobrecargas o cortocircuitos que pudieran producirse en los terminales de entrada de las líneas de panel o en la salida de alterna del equipo. Al producirse dicha situación se parará automáticamente el equipo hasta que desaparezca la situación anómala.

A pesar de dichas protecciones internas es altamente recomendable instalar protecciones externas adicionales, tal y como se describe en el apartado "Caída de rayos y Sobretensiones" de la página 9.

C Temperatura elevada

Si la temperatura del radiador del equipo supera los 75°C se activa una protección que parará automáticamente el inversor. No se restablece el funcionamiento hasta que la temperatura alcance nuevamente un valor inferior a 65°C en el radiador.

D Modo isla

Para evitar el funcionamiento del equipo en modo isla se dispone de un control de la tensión y la frecuencia de la red, de modo que, en el caso de que estos valores se encontraran por fuera del margen adecuado, se realizaría la desconexión automática del inversor de la red de distribución.

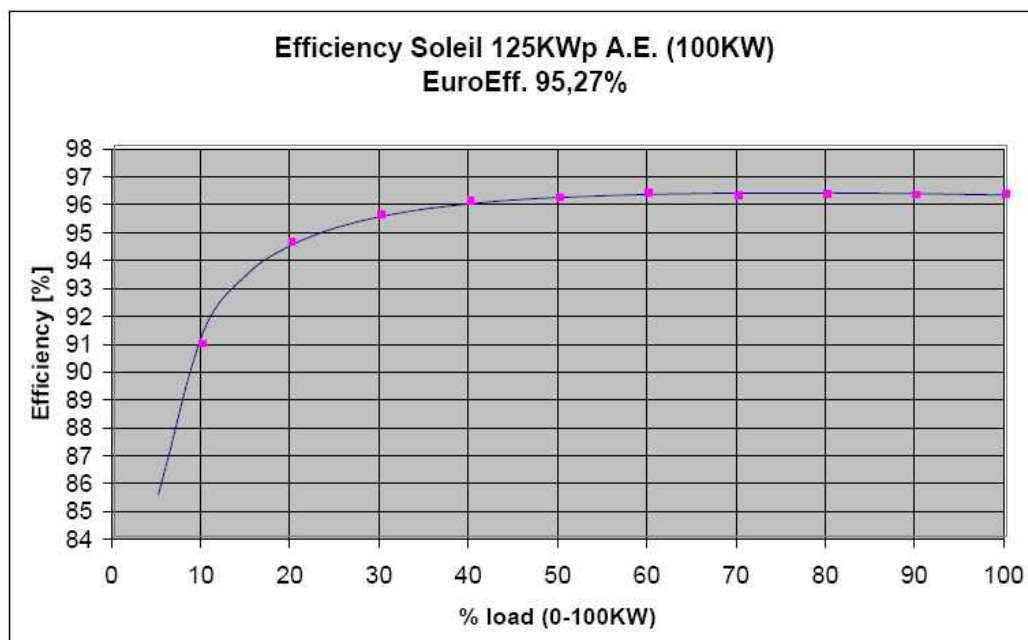
El equipo permanecerá desconectado hasta que se restablezcan los parámetros adecuados de la red. La sensibilidad de esta protección garantiza el cumplimiento de la normativa vigente.

E Vigilante de aislamiento (opcional)

Si se produce un error de aislamiento en los paneles PV, el vigilante de aislamiento lo detectará y mostrará el error en el display. Esta alarma no detiene el inversor que seguirá en funcionamiento. Es posible activar un relé de alarma, relé RL2 en la tarjeta interface cliente (ver pág. 24), para actuación en caso de fallo.

F Curvas de Rendimiento

A continuación se incluye la curva de eficiencia para un inversor de 125KWp



Mantenimiento

El inversor SIEL es un equipo electrónico que no incluye partes que sufran desgaste con el tiempo, el mantenimiento del equipo se reduce a revisiones periódicas que verifiquen las condiciones de trabajo.

La revisión periódica de la instalación debe comprobar el estado de las conexiones y el aprieto de las bornas, así como la acumulación de polvo y suciedad que se pueda acumular en los conductos de ventilación.

La revisión del equipo se debe hacer extensiva a la revisión de la instalación completa. En cualquier caso, esta revisión debe ser realizada por profesionales.

A Listado de fusibles

Este anexo describe los fusibles 10 x 38 montados en el inversor Soleil.

Posición	Descripción	Tipo	Código Atersa
F1	Alimentación eléctrica	6A 500V _{ac}	4505041
F2	Alimentación eléctrica	6A 500V _{ac}	4505041
F3	Transformador de sincronismo R	2A 500V _{ac}	4505043
F4	Transformador de sincronismo S	2A 500V _{ac}	4505043
F5	Transformador de sincronismo T	2A 500V _{ac}	4505043
F6	Ventiladores	6A 500V _{ac}	4505041
F6	Ventiladores	6A 500V _{ac}	4505041
F8	Telerruptor	6A 500V _{ac}	4505041

Los fusibles F1 a F8 los podemos encontrar en el panel frontal, justo debajo del display del Inversor.



Display y fusibles F1 a F8.

Garantía

El equipo dispone de DOS AÑOS de garantía contra todo defecto de fabricación, incluyendo en este concepto las piezas y la mano de obra correspondiente.

La garantía no será aplicable en los siguientes casos:

- Daños causados por la utilización incorrecta del equipo.
- Utilización constante de cargas con potencias superiores a la máxima nominal.
- Utilización en condiciones ambientales no adecuadas (ver apartado Ubicación).
- Equipos que presenten golpes, desmontados o que hayan sido reparados en un servicio técnico no autorizado.
- Descargas atmosféricas, accidentes, agua, fuego y otras circunstancias que están fuera del control del fabricante.

La garantía no incluye los costes derivados de las revisiones periódicas, mantenimiento y transportes, tanto de personal como del inversor.

El fabricante no se responsabiliza de los daños a personas o costes que se puedan derivar de la utilización incorrecta de este producto.

Para obtener el servicio de garantía se deberá dirigir al vendedor, y en el caso de que no sea posible su localización, directamente a fábrica.

Especificaciones Técnicas del inversor ATERSA SIEL-SOLEIL 60/54

Especificaciones Eléctricas	
1.-Conexión a la red	
Potencia Nominal de la instalación (kW)	54
Conexión	Trifásica y Neutro
2.-Generador fotovoltaico	
Potencia nominal paneles (kWp)	60
Potencia mínima/máxima paneles (kWp)	55-65
Rango de tensión PMP	330-600
Tensión máxima de entrada a módulos	700V _{DC} a 0° C
Tensión mínima de arranque (V)	400
Corriente máxima de entrada (A)	200
Número de entradas DC	1
3.-Inversor AC	
Potencia AC, P _n (kW)	54
Tensión de red nominal AC, V _n (V)	400
Corriente nominal (A)	77,9
Corriente máxima (A)	97,4
Tensión de funcionamiento	V _n ± 10%
Frecuencia de funcionamiento	50Hz ± 0,3Hz
Protección contra funcionamiento en isla	SI
4.-Otros datos	
Consumo aprox. En vacío (W)	56
THD de la intensidad AC	<3%
Control del sistema	Analógico/digital
Contactor electromecánico de desconexión	SI
Sistema de aislamiento	Transformador
Protección del interface de comunicaciones	SI
Rendimiento máximo (%)	95,5
Normativas	RD 1663/2000, CEI11-10, LVD, EMC, CE, DK5950 y DK5940
Especificaciones Físicas	
Sistema de Refrigeración	Convección natural + Ventilación forzada
Rango de temperatura de Trabajo	-5° C a 40° C
Rango de temperatura de almacenamiento	-20° C a 50° C
Humedad Relativa Máxima	95%
Nivel dB (A)	64
Dimensiones (mm) (LxWxH)	1100x800x1400
Peso (kg)	750
Índice de protección	IP21
Material envolvente	Convección natural + Ventilación forzada

Registros y armarios ICT - Protección IP-30/55

Register & enclosures ICT - IP-30/55 protection



REGISTROS Y ARMARIOS ICT - PROTECCIÓN IP-30/55
Register & enclosure ICT - IP-30/55 Protection

Grado de protección/ <i>degree of protection</i>	IP-30 cajas plásticas/ <i>plastic boxes</i> IP-34/IP-55 cajas metálicas/ <i>metallic boxes</i>
Resistencia al impacto/ <i>resistance to impact</i>	IK 07 cajas plásticas/ <i>plastic boxes</i>
Resistencia al hilo incandescente/ <i>test of resistance to glow wire</i>	650°C cajas plásticas/ <i>plastic boxes</i>
Grado de autoextinguibilidad/ <i>auto-extinguishing degree</i>	HB(UL94) cajas plásticas/ <i>plastic boxes</i>
Estabilidad dimensional/ <i>dimensional stability</i>	-25°C+85°C cajas plásticas/ <i>plastic boxes</i>
Presión de bola/ <i>ball pressure test</i>	70° cajas plásticas/ <i>plastic boxes</i>
Norma aplicada/ <i>Applicable norm</i>	EN 60 439-1-3 cajas plásticas/ <i>plastic boxes</i>



Superficie o empotrable
Wall or flush mounted



Entrada para canalizaciones
Knock-outs for trunking



Cierre con llave
Lock with key



194
195

Famatec

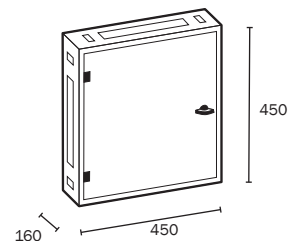
Características Features

- Superficie o empotrables/Surface or flush mounted
- Color Blanco Ral 9010/Colour White Ral 9010
- Protección IP-34/IP-34 protection
- Instalación en interiores/For surface mounted installation
- Entrada para canalizaciones/Knock-outs for trunking
- Cierre con llave/Lock with key
- Fabricado en chapa de acero de 1,2 mm/Made with 1,2mm metal sheets
- Panel de montaje en aglomerado hidrófugo/chipboard mounting pannel

Ref. Item. 3231

ARMARIO ENCLOSURE 450 x 450 x 160

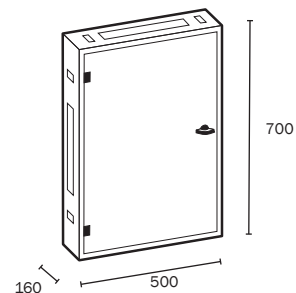
	
1	1



Ref. Item. 3232

ARMARIO ENCLOSURE 700 x 500 x 160

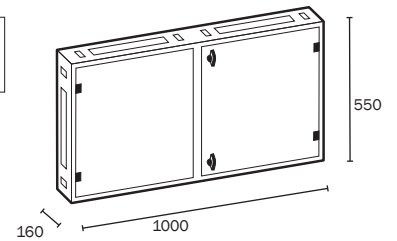
	
1	1



Ref. Item. 3233

ARMARIO ENCLOSURE
550 x 1000 x 160

■	■
1	1

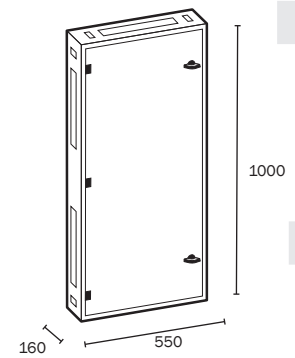


198
199

Ref. Item. 3234

ARMARIO ENCLOSURE
1000 x 550 x 160

■	■
1	1



Famatel

protección fusible



Las bases fusibles para DC han sido diseñadas para trabajar en elevadas tensiones hasta 1000VDC.

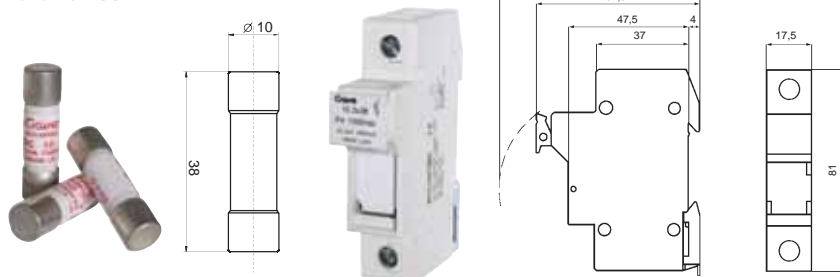
Los fusibles ultrarrápidos de rango completo (gR) para uso en corriente continua aseguran la protección contra las sobrecargas y cortacircuitos.

Conforme

- IEC 60269-2
- IEC 60269 -4
- IEC 60947- 3

Dimensiones

Talla 10 x 38 mm



Talla 22 x 127 mm



Características técnicas

fusibles

a tensión de empleo (Ue) 1000VDC L/R ≤5m

Talla (mm)	Intensidad (A)	Referencia
10 x 38	6	30F6GR
	10	30F10GR
	12	30F12GR
	16	30F16GR
	20	30F20GR
22 x 127	40	PTF40GR
	50	PTF50GR

portafusibles

a tensión de empleo (Ue) 1000VDC L/R ≤5m

Talla (mm)	Polos	Intensidad máxima I_{max} (A)	Referencia
10 x 38	1P	20	211PV
22 x 127	1P	50	2PT

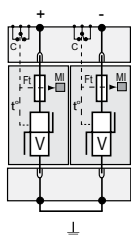
CLASE II

Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas. Los productos se instalan en paralelo en las redes a proteger y ofrecen una protección en modo común o modo común y diferencial.

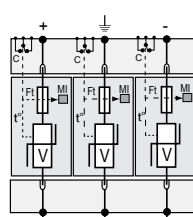
El esquema eléctrico integra varistores con un sistema de desconexión y sus indicadores asociados.

Conexión

PST25PV

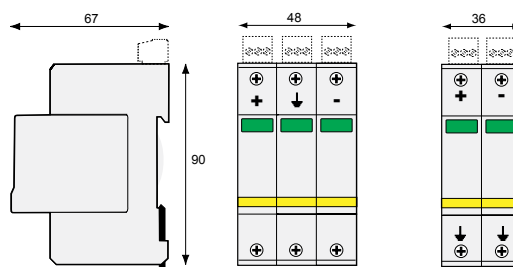


PST31PV



V: Varistor de alta energía
Ft: Fusibles térmicos
t': Sistema de desconexión térmica

Dimensiones



Características técnicas

		PST25PV	PST31PV
tensión de régimen perm. máx.	Uc	550VDC	1000VDC
corriente de descarga nominal	In	20 kA	20 kA
corriente de descarga maxima	Imax	40 kA	40 kA
nivel de protección (a In)	Up	2,2 kV	3 kV
teleseñalización (añadir T a la referencia)		PST25PVT	PST31PVT



Características mecánicas

	PST25PV / PST31PV
dimensiones	ver esquema
conexión a la red	por terminales de tornillos: 1,5-10mm2 (L/N) o 2,5-25mm2 (PE)
indicador de desconexión	2 indicadores mecánicos
montaje	carril simétrico 35 mm
temperatura de funcionamiento	-40/+85°C
grado de protección	IP20
material	termoplástico UL94-V0

limitadores de sobretensión enchufables

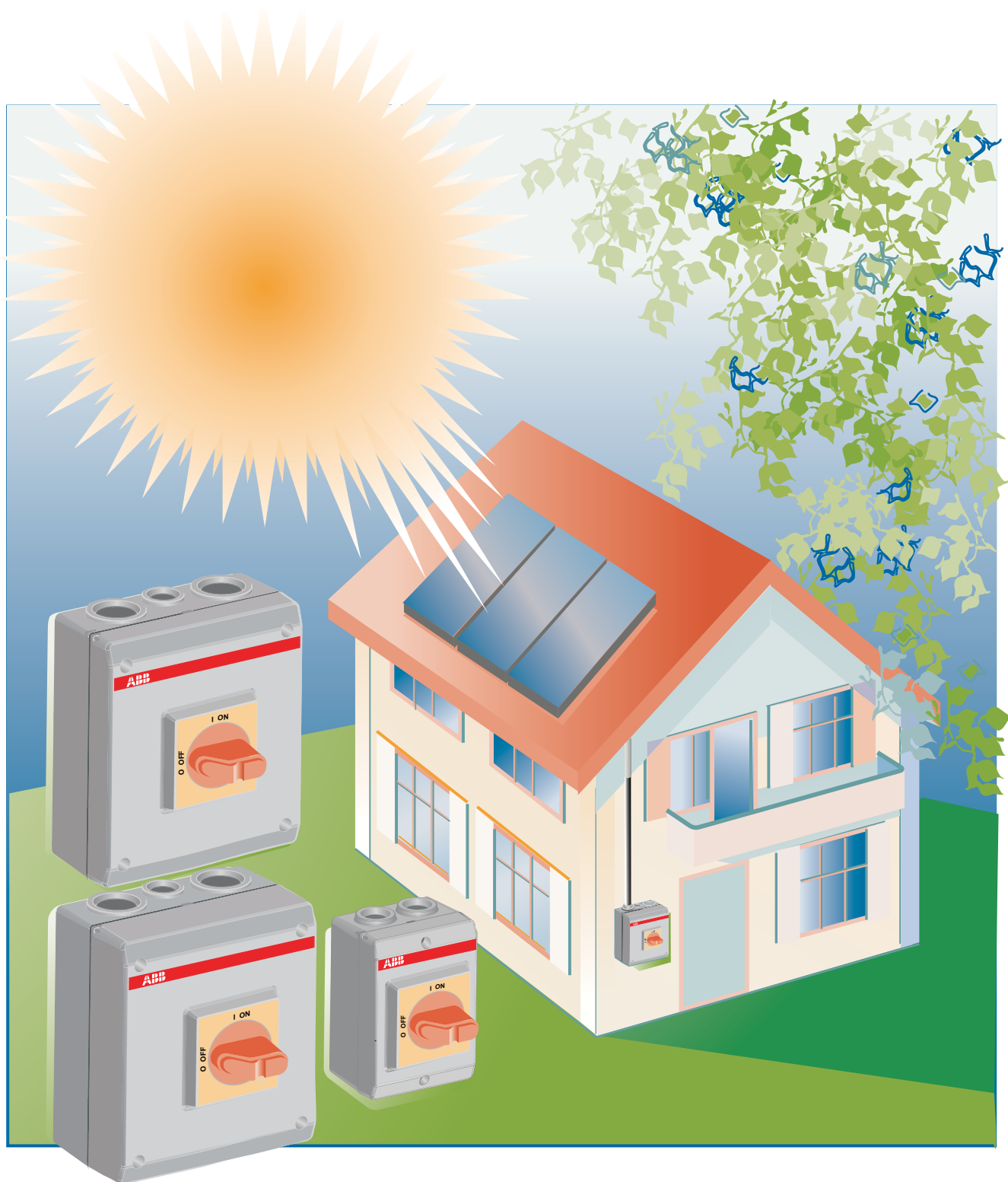
descripción	referencia	precio
bipolar 1F + N Imáx. 40 kA	PST25PV	96,60
tetrapolar 1F + N Imáx. 40 kA	PST31PV	153,61

cartuchos de recambio

descripción	referencia	precio
fase Imáx. 40 kA	PV-40	48,08

Productos de Baja Tensión

Interruptores-seccionadores en caja
para aplicaciones solares



ABB

Productos para aplicaciones solares

Información para pedido



OTP16BA3_



OTP16BA4_
OTP32BA3_



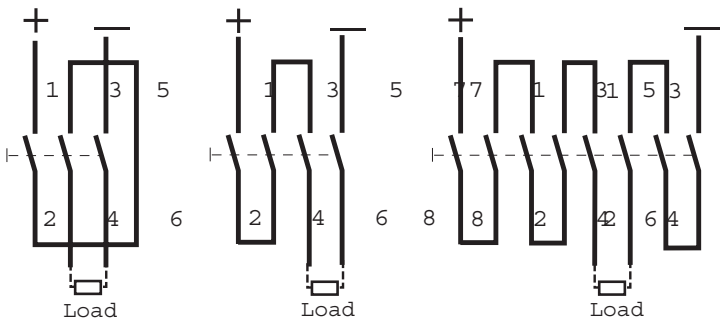
OTP16BA8_
OTP32BA8_

Interruptores - Seccionadores en caja

Caja IP65 de plástico. Incluye mando rojo-amarillo enclavable por candado (máx. 3) con indicación I-O y ON-OFF. Los contactos auxiliares deben solicitarse por separado.

I _e DC-21A [A]	Tensión [V]	Número de polos	Número máx. de cont. aux. <small>Deben solicitarse por separado</small>	Tipo	Código
16	220	3	1N.A. + 1N.C.	OTP16BA3MS	1SCA022643R0530
	500	4	2N.A. + 2N.C.	OTP16BA4MS	1SCA022643R0610
	750	8	1N.A. + 1N.C.	OTP16BA8MS	1SCA022643R0700
32	220	3	2N.A. + 2N.C.	OTP32BA3MS	1SCA022643R0880
	750	8	1N.A. + 1N.C.	OTP32BA8MS	1SCA022643R1000

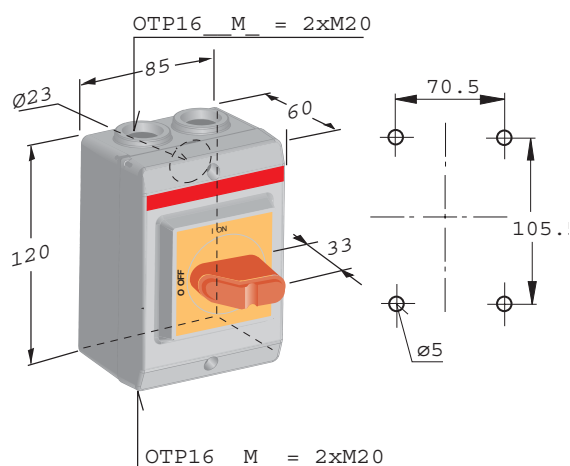
Diagramas de los circuitos



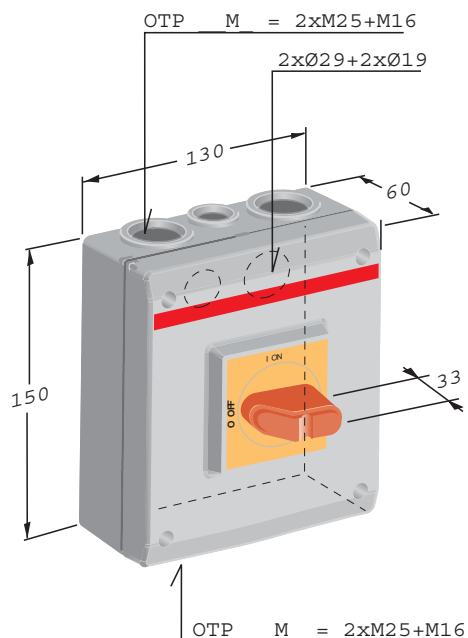
Productos para aplicaciones solares

Dimensiones generales

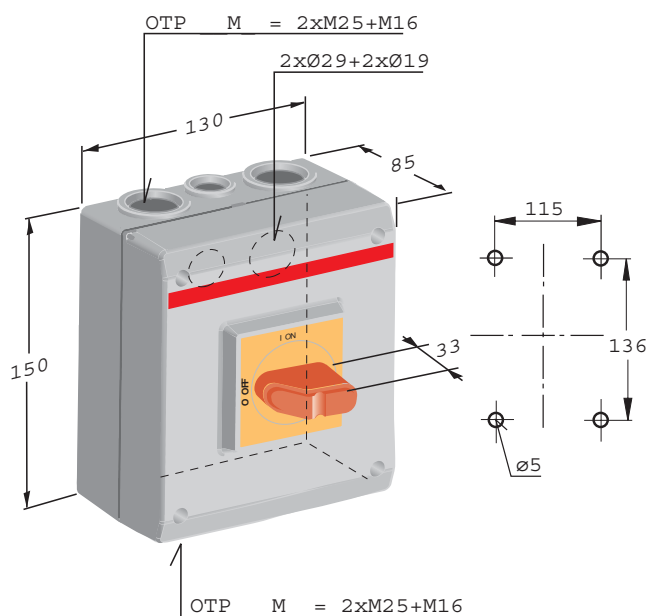
OTP 16BA3MS



OTP 16BA4MS
OTP 32BA3MS



OTP 16BA8MS
OTP 32BA8MS



INTERRUPTORES EN CAJA MOLDEADA

**INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
Serie NM6-125S 3P**



**INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
Serie NM6-800H 4P**

NM6 - 125~1600A	Relés magnetotérmicos ajustables
	Protección Diferencial

INTERRUPTORES AUTOMATICOS EN CAJA MOLDEADA

Serie: NM6 - 125~1600A

DATOS TÉCNICOS

APLICACIONES



Los interruptores automáticos magnetotérmicos en caja moldeada de la serie NM6, son un producto de nuevo desarrollo del Grupo Chint, tomando en consideración las más avanzadas teorías de la limitación de corriente así como las últimas tecnologías de fabricación.

La NM6 es una serie de interruptores de tamaño compacto y estructura modularizada, alta fiabilidad en la conexión/desconexión.

Con regulaciones térmica ajustable y magnética fija, se usan principalmente en redes de distribución de 50/60Hz, con una tensión nominal de trabajo de hasta 690V y corrientes de hasta 1600A, para la distribución y protección de líneas y equipos contra daños por sobrecargas, cortocircuitos y cambios importantes del valor de la tensión de servicio (sobretensiones o bajadas de tensión).

Los aparatos de la serie NM6 pueden suministrarse también con característica de disparo instantáneo para protección de motores.

Los relés de protección son del tipo electromecánico para aparatos de I_n 800A y del tipo electrónico para aparatos de 1250A y 1600A

Normativa: Fabricados de conformidad a las normas IEC-60947-2 E
IEC-60947-4

CARACTERÍSTICAS

Según el número de polos	3 y 4 Polos (4º Polo seccionable)
Según el poder de corte	S = Estandar - H = Alto Poder de Corte - R = Limitador de Corriente
Rango de corrientes	10A a 1600A
Ajuste de la corriente térmica (I_n)	Protección con relé electromecánico: $0,8I_n \sim 1,0I_n$ Protección con relé electrónico.....: $0,4I_n \sim 1,0I_n$
Tensión servicio corriente alterna	690Vca - 50/60Hz (415Vca para NS6-125)
Tensión servicio corriente continua	250Vcc 1 Polo - 500Vcc 2 Polos en serie
Protección magnética (instantánea)	Distribución: $10I_n$ ($7I_n$ para 1250A y 1600A) Motores.....: $12I_n$ (hasta 400A) (Ver Características de Desconexión Instantánea)
Certificados	CE KEMA (en trámite) CCC (China)
Según el modo de conexión	a) Conexión frontal (estandar) b) Conexión posterior - c) Conexión extraíble
Según el tipo de mando	a) Mando directo (maneta frontal - estandar) b) Mando de eje prolongado - c) Mando por motor
Accesorios	Relé de emisión de tensión Relé de mínima tensión. Contacto auxiliar Contacto de alarma Mando manual por eje prolongado Mando por motor
Montaje de accesorios	Frontal, sin necesidad de apertura de la caja del interruptor

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS EN CAJA MOLDEADA

Serie: NM6 - 125~1600A

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Tipo	NM6-125	NM6-160	NM6-250	NM6-400
Corriente Nominal	125A	160A	250A	400A
Número de polos	3, 4(*)	3, 4(*)	3, 4(*)	3, 4(*)
Regulaciones térmicas (Amperios)	10, 12.5, 16, 20, 25, 32, 40, 50 63, 80, 100, 125A	12.5, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160A	100, 125, 160, 200, 250A	200, 250, 315, 350, 400A
Relé de protección	Electromecánico	Electromecánico	Electromecánico	Electromecánico

Tensión de aislamiento	500Vca	750Vca	750Vca	750Vca
Tensión de servicio	CA 50/60Hz CC	415Vca 690Vca	690Vca	690Vca
250Vcc (1 Polo) - 500Vcc (2 Polos en serie)				

Capacidad de corte	S	H	R	S	H	R	S	H	R	S	H	R
(kA rms) 415Vca	25	35	50	35	50	65	50	65	85	50	65	85
Icu 690Vca	-	-	-	6	8	10	8	10	15	10	20	25
(kA rms) 415Vca	12,5	17,5	25	25	37,5	50	37,5	50	60	37,5	50	60
Ics 690Vca	-	-	-	3	4	5	4	5	7,5	5	10	12,5

Endurancia (maniobras) (man./hora)	en carga	3.000	3.000	2.000	1.000
		120	120	120	60
	sin carga	7.000	7.000	6.000	4.000
		120	120	120	60

Polos	3	4	3	4	3	4	3	4
Dimensiones (mm)	Alto		120		120		170	
	Ancho		78	103	90	120	105	140
	Fondo		70		70		105	
Peso (Kg)	1.2	1.6	1.5	1.8	3.10	3.85	5.7	7.2

Accesorios de montaje y conexión				
Mando directo por eje prolongado				
Mando eléctrico				
Bloqueo mecánico				
Bobina mínima tensión				
Bob.emisión corriente				
Contactos auxiliares				
Contacto de alarma				
Bloqueo por candado				
Terminales de conexión				
Conexión frontal				
Conexión posterior				
Adaptador a Guía DIN				
Conexión enchufable				
Tapas cubrebornes				
Separadores de polos				

(*) 4P sólo en tipo H (Alto Poder de Corte)

() Disponible

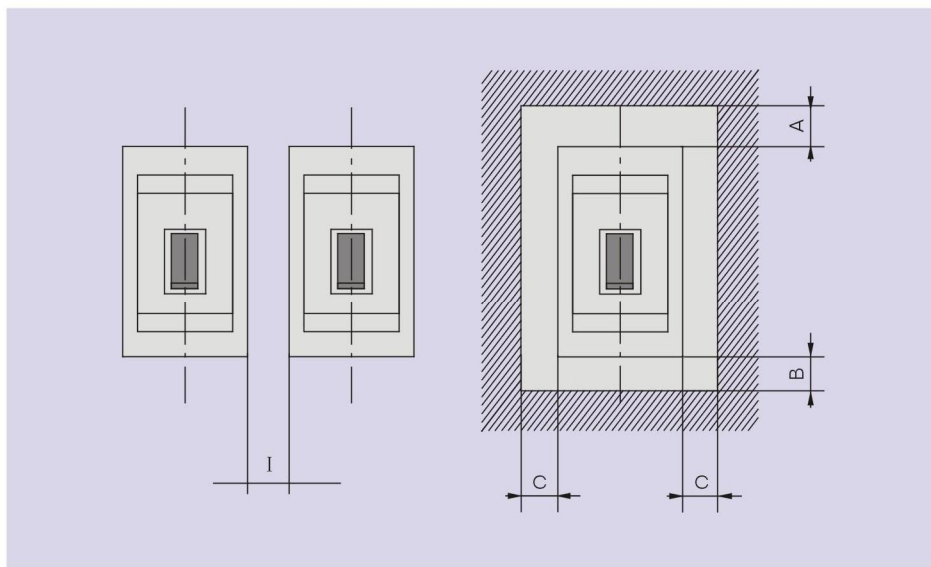
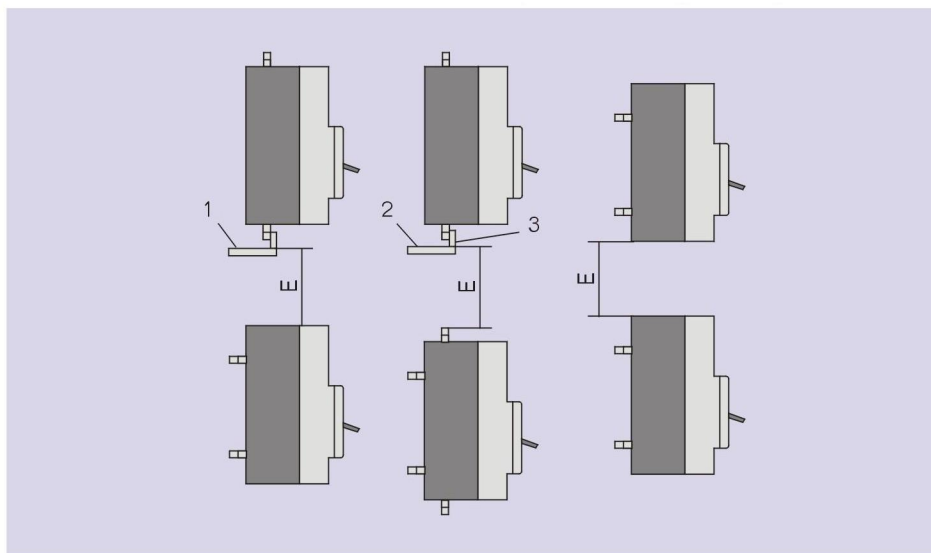
() En Preparación

Capacidad de conexión de los terminales, para cables de cobre													
In (A)	12.5 20	25	32	40 50	63	80	100	125	160	200	250	315 350	400
mm ²	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	185	240

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS EN CAJA MOLDEADA Serie: NM6 - 125~1600A CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Distancias de seguridad para montaje de interruptores NM6



Distancias de seguridad para montaje de interruptores NM6

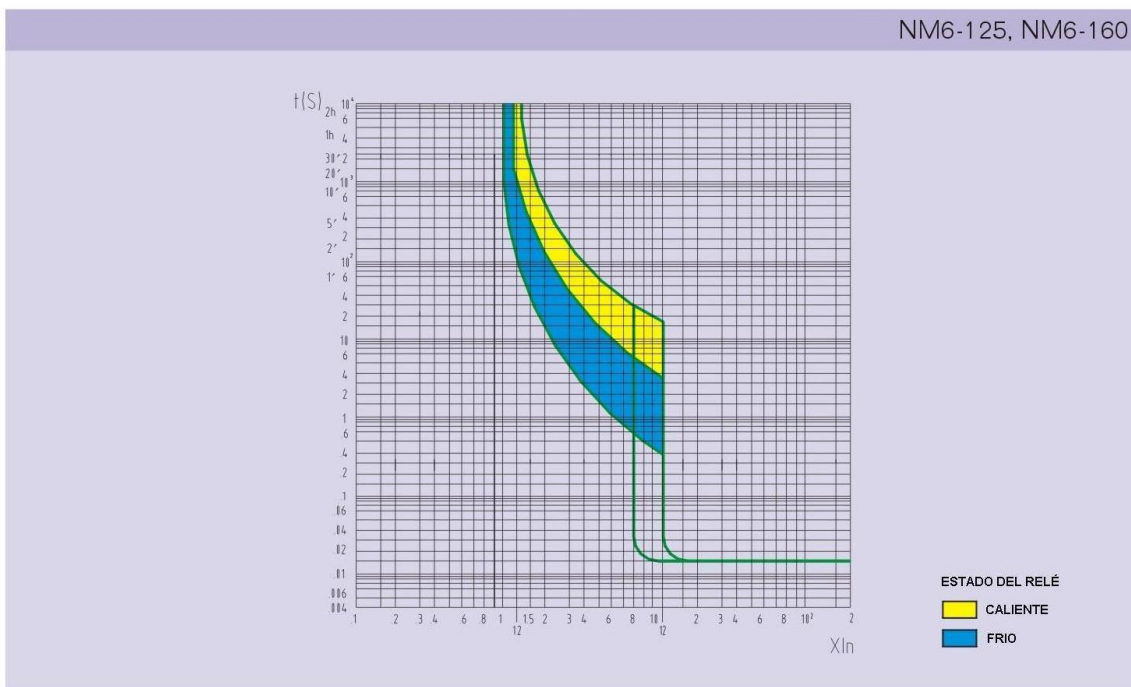
APARATO	I	A	B	C	E
NM6—125	Accesible	30	20	25	30
NM6—160		30	20	25	50
NM6—250		30	20	25	60
NM6—400		30	20	25	60
NM6—630、800		30	20	25	80
NM6S—1250、1600		30	20	25	100

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS EN CAJA MOLDEADA

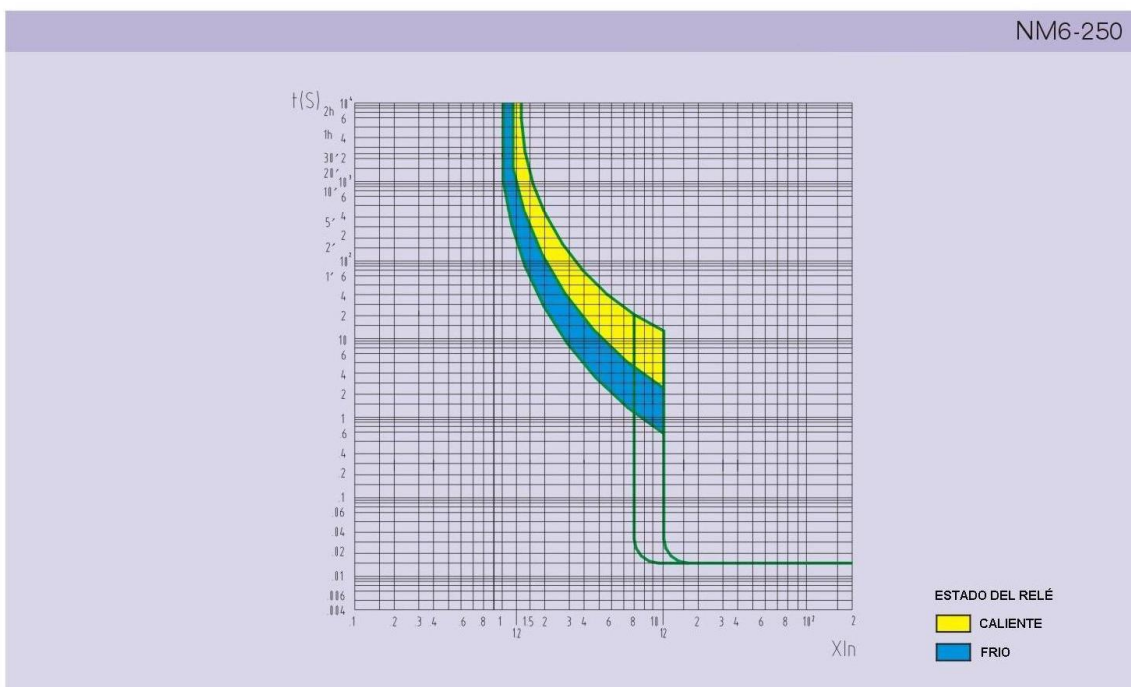
Serie: NM6 - 125~1600A

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

CURVAS DE DISPARO



Nota: Para aparatos de 10 a 50A la corriente instantánea de desconexión $I_i = 500A$



FAC -Vigilante de Aislamiento

Aplicaciones

El equipo FAC detecta, en las instalaciones de corriente continua, la falta de aislamiento de los dos conductores (+) y (-) contra tierra. Ello permite prevenir los riesgos de electrocución del personal de instalación y mantenimiento.

Tiene principal aplicación en instalaciones de células fotovoltaicas, de baterías, de rectificadores de alterna continua, etc. En general en cualquier instalación de corriente continua en el que se desee detectar la posible conexión a tierra de uno o ambos conductores de alimentación.

Características funcionales

- Conecta un relé de salida, de forma instantánea, en el momento que se detecta el defecto.
- Pulsador de prueba para simular un fallo a tierra de (+) o de (-).
- Diodo luminoso, que memoriza si el fallo se ha producido por (+) o (-).
- Puede alimentarse de la propia instalación, o de una tensión auxiliar de 12 Vcc. (según modelo).

Características Constructivas

- Caja de plástico para instalación en carril DIN.
- Bornes en carátula frontal.
- Contacto de salida libre de potencial.

Datos Técnicos

- Tensión Vigilancia: V_N
- Margen de funcionamiento: $V_N-35\%$ a V_N (s/m)
- Consumo en reposo: 0.5 W (a V_N)
- Consumo con defecto: <6 W
- Tiempo respuesta: <50ms (a $V_N=600$)
- Resistencia máx defecto: 20K Ω .
- Normas que cumple:
 - Reglamento Baja tensión
 - Normativa EMC, Inmunidad
 - Conforme RD 1663/2000
- Propiedades del contacto del relé:
 - Corriente permanente: 8 A.
 - Tensión máx.conmut.: 440 Vca.
 - Pot. máx. conmutac. : 2000 VA.

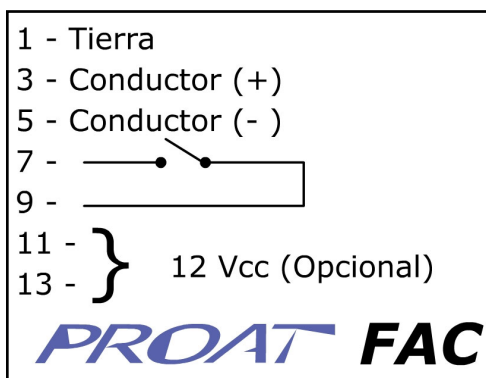


Mantenimiento

Cada seis meses o en las revisiones periódicas se recomienda pulsar PRUEBA para comprobar que el equipo actúa correctamente.

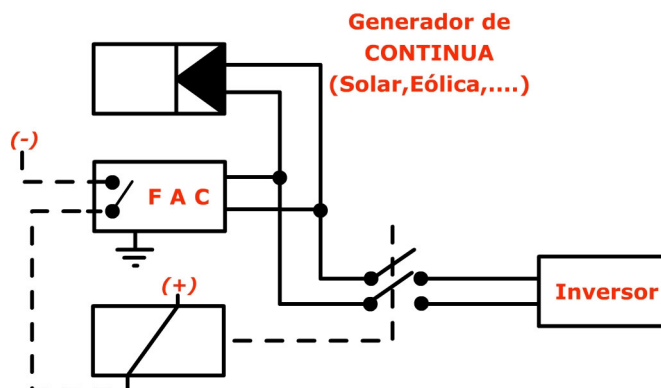
Garantía

De un año contra defectos de fabricación.



Etiqueta de Embornamiento

Modelos	Margen de Tensión
FAC800	500 a 800 Vcc
FAC650	450 a 650 Vcc
FAC450	300 a 450 Vcc
FAC300	200 a 300 Vcc
FAC200	130 a 200 Vcc
FAC130	85 a 130 Vcc
FAC085	55 a 85 Vcc
FAC055	24 a 55 Vcc



Conexión del FAC - Vigilante de Aislamiento en una instalación

Formato Genérico de un modelo: FACXXX/Y

XXX - Tensión máxima de funcionamiento

Y - define la tensión auxiliar del equipo:

A = con tensión auxiliar de 12 Vcc

B = " " " " " " " " 24 Vcc

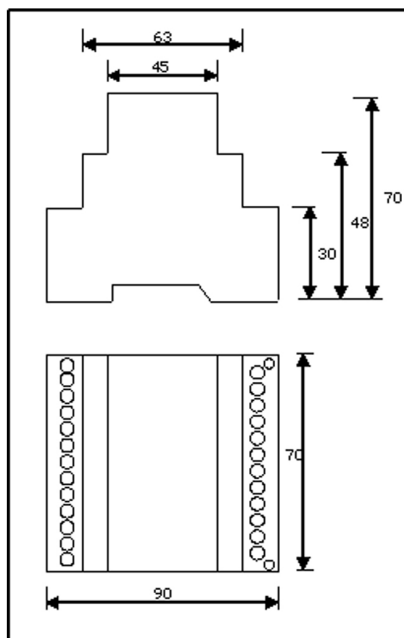
'blanco' = sin tensión auxiliar

Ejemplo: FAC650/A modelo que actúa en el rango de 450 a 650 Vcc con tensión auxiliar de 12 voltios. Puede fabricarse otros valores bajo pedido.

Dimensiones de la caja (milímetros)

Caja Montaje barra OMEGA DIN EN 50022. Material plástico auto extingible clase VO

Dimensiones Caja (Milímetros)



Caja Montaje barra OMEGA DIN EN 50022. Material plástico auto extingible clase VO

PROAT

Protecciones Eléctricas de Alta Tensión

c/ Pere III 8 4^o1^a 08100 Mollet del Vallés (Barcelona) SPAIN

Tel: 93/5790610 Fax: 93/5792522

Email: comercial@proat.net

www.proat.net

INFAC: Interruptor de continua para instalaciones fotovoltaicas

Descripción del equipo

El INFAC es un interruptor de estado sólido (ver Fig.1). Tiene, en la parte de potencia, una borna de positivo de entrada y una borna de positivo de salida, siendo el negativo común. En la parte de control dos entradas: una, que activa la transferencia de potencia entrada a salida (estado 'on') y la otra sirve para interrumpirla y a la vez cortocircuitar las bornas de entrada de potencia (estado 'corto'). En definitiva el dispositivo se comporta como un biestable con los dos estados descritos, conmutando a uno u otro al recibir un pulso a través de la entrada de control correspondiente: 6 ('on') o 7 ('corto'). El diodo D1 aísla la salida, del cortocircuito de la entrada en el estado 'corto'.

Aplicaciones

En instalaciones fotovoltaicas, el INFAC sirve como interruptor de continua. Al recibir la orden de apertura del vigilante de aislamiento (FAC por ejemplo), desconecta el inversor de los paneles solares y cortocircuita la entrada de potencia. Ello permite prevenir de posibles descargas eléctricas al personal de instalación y mantenimiento.

Características funcionales

- Alimentación de la propia instalación de paneles solares(y/o 220 Vac).
- Activación y desactivación por impulso de cierre de contacto.
- Sistema totalmente estático.
- Sin límite de maniobras.
- Tiempo pulso de maniobra: 100 mseg.(mínimo)

Características Constructivas

- Caja metálica con borna de conexión a tierra
- Bornes de potencia.

Datos Técnicos

- Tensión de corte hasta 1000 V_{cc}
- Intensidad cortocircuito < 20 Amp.
- Consumo: <50 W
- Tiempo respuesta: <50ms
- Caída tensión entrada-salida: <1V
- Normas que cumple:
 - Reglamento Baja tensión
 - Normativa EMC, Inmunidad

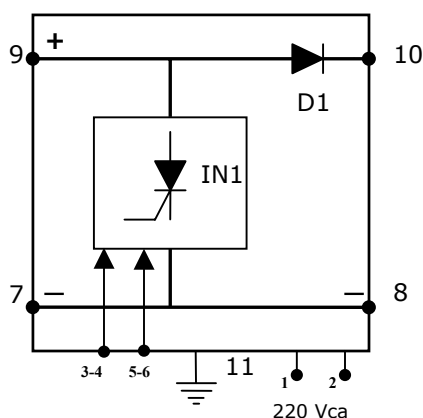


Fig. 1: Esquema del Interruptor INFAC



Garantía De dos años contra defectos de fabricación

Formato Genérico de un modelo: INFAC

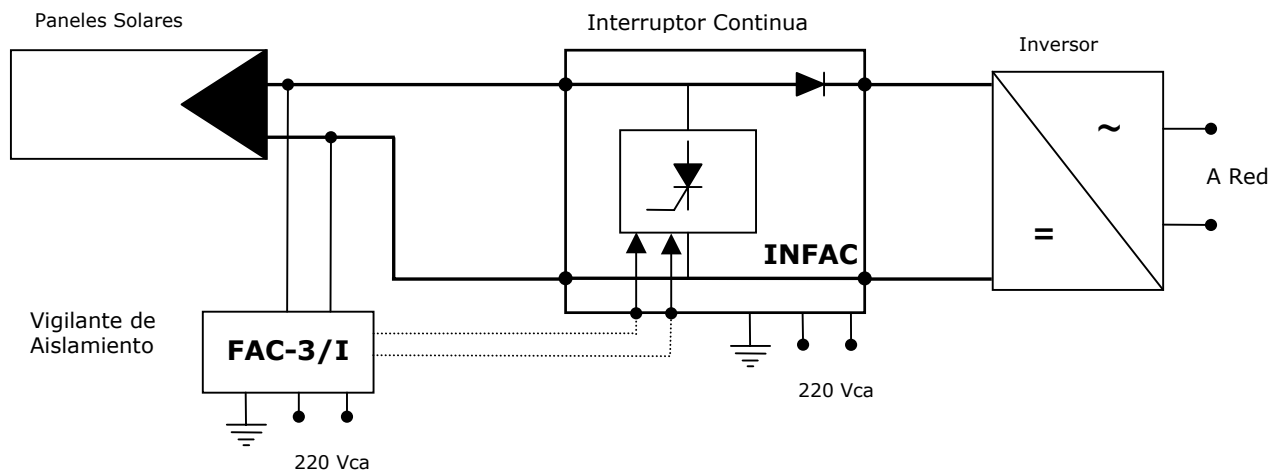
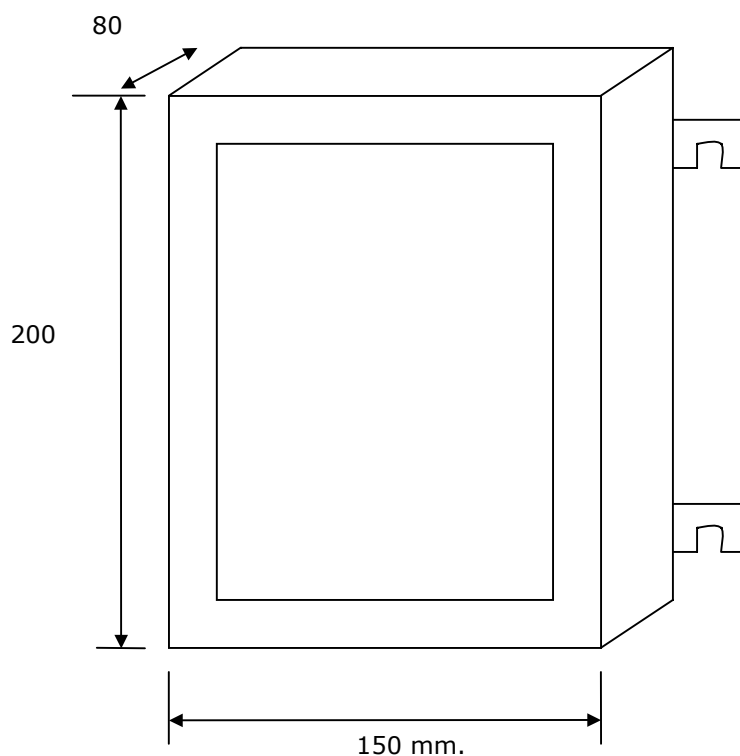


Fig.2: Conexión del Interruptor de Continua INFAC en una Instalación FV

Dimensiones de la caja (milímetros)



<h2>PROAT</h2> <p>Protecciones Eléctricas de Alta Tensión</p> <p>c/ Pere III 8 4^o1^a 08100 Mollet del Vallés (Barcelona) SPAIN</p> <p>Tel: 93/5790610 Fax: 93/5792522</p> <p>Email: comercial@proat.net</p> <p>www.proat.net</p>
--

DX-H

interruptores magnetotérmicos (industrial)
1 a 125A, curva C



068 60



069 20



069 40

DX-H

interruptores magnetotérmicos (industrial)
6 a 63A, curva B



066 97



067 82



Cotas (pág. 95)
Curvas de funcionamiento (pág. 84)

Emb.	Ref.	Unipolares 230/400 V~			
	Curva C	Intensidad Nominal (A)	Número de módulos 17,5 mm	Poder de ruptura IEC 60947-2 (Industrial)	
1	068 52	1	1	25 KA	
1	068 53	2	1	25 KA	
1	068 54	3	1	25 KA	
1	068 56	6	1	25 KA	
1	068 58	10	1	25 KA	
1	068 60	16	1	25 KA	
1	068 61	20	1	25 KA	
1	068 62	25	1	20 KA	
1	068 63	32	1	15 KA	
1	068 64	40	1	12,5 KA	
1	068 65	50	1	12,5 KA	
1	068 66	63	1	12,5 KA	
1	063 83	80	1,5	12,5 KA	
1	063 84	100	1,5	12,5 KA	
1	063 85	125	1,5	12,5 KA	

	Curva C			
1	069 12	1	2	30 KA
1	069 13	2	2	30 KA
1	069 14	3	2	30 KA
1	069 16	6	2	30 KA
1	069 18	10	2	30 KA
1	069 20	16	2	30 KA
1	069 21	20	2	30 KA
1	069 22	25	2	25 KA
1	069 23	32	2	20 KA
1	069 24	40	2	20 KA
1	069 25	50	2	15 KA
1	069 26	63	2	15 KA
1	064 75	80	3	15 KA
1	064 76	100	3	15 KA
1	064 77	125	3	15 KA

	Curva C			
1	069 32	1	3	25 KA
1	069 33	2	3	25 KA
1	069 34	3	3	25 KA
1	069 36	6	3	25 KA
1	069 38	10	3	25 KA
1	069 40	16	3	25 KA
1	069 41	20	3	25 KA
1	069 42	25	3	20 KA
1	069 43	32	3	15 KA
1	069 44	40	3	15 KA
1	069 45	50	3	12,5 KA
1	069 46	63	3	12,5 KA
1	064 95	80	4,5	12,5 KA
1	064 96	100	4,5	12,5 KA
1	064 97	125	4,5	12,5 KA



Cotas (pág. 95)
Curvas de funcionamiento (pág. 84)

Emb.	Ref.	Unipolares 230/400 V~			
	Curva B	Intensidad Nominal (A)	Número de módulos 17,5 mm	Poder de ruptura IEC 60947-2 (Industrial)	
1	066 95	6	1	25 KA	
10	066 97	10	1	25 KA	
10	067 00	16	1	25 KA	
1	067 01	20	1	25 KA	
1	067 02	25	1	20 KA	
1	067 03	32	1	15 KA	
1	067 04	40	1	12,5 KA	
1	067 05	50	1	12,5 KA	
1	067 06	63	1	12,5 KA	

	Curva B			
1	067 56	6	2	30 KA
1	067 58	10	2	30 KA
1	067 60	16	2	30 KA
1	067 61	20	2	30 KA
1	067 62	25	2	25 KA
1	067 63	32	2	20 KA
1	067 64	40	2	20 KA
1	067 65	50	2	15 KA
1	067 66	63	2	15 KA

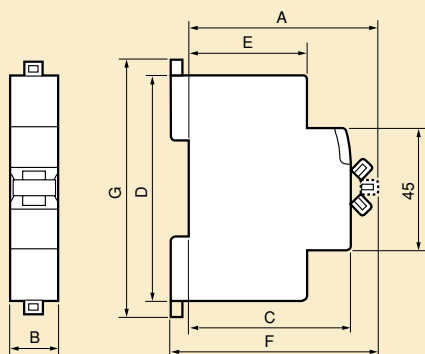
	Curva B			
1	067 76	6	3	25 KA
1	067 78	10	3	25 KA
1	067 80	16	3	25 KA
1	067 81	20	3	25 KA
1	067 82	25	3	20 KA
1	067 83	32	3	15 KA
1	067 84	40	3	15 KA
1	067 85	50	3	12,5 KA
1	067 86	63	3	12,5 KA

NOTA: En versiones tetrapolares, favor consultarnos

Contactos auxiliares (pág. 83)
Blocs diferenciales (pág. 98)
Interruptores diferenciales (pág. 98)
Peines de alimentación (pág. 82)

características de los disyuntores y de los auxiliares DX

■ Cotas



	A		B			C	D	E	F	G
		uni	bi	tri	tetra					
Interruptores Magnetotérmicos										
Hasta 63A	70	17,7	35,6	53,4		60	83	44	76	94
De 80 a 125 A	70	26,7	53,4	80,1		60	83	44	76	89
50 KA (10 - 63A)	70	4,7	53,4	80,1		60	83	44	76	8
Blocs Diferenciales										
Hasta 63A	70		35,6	53,4		60	93	44	76	99
Interruptores Diferenciales										
Bipolares	70		35,6			60	83	44	76	94
Tetrapolares	71,5			71,2		60	83	44	77,5	94
Contactos Auxiliares ref. 07350/51	70		8,7			60	83	44	76	83
Contactos Auxiliares de Comando ref. 07360/61/65/68	70		17,7			60	83	44	76	94
Portafusibles Seccionables ref. 05800/10/12/14/36/38	67	17,7		53,4		60	83	44	73	94
Limitador de Sobretensión ref. 03920 a 03922	60	17,7	35,6	53,4		60	86	44	68	91
ref. 03940 a 03941	60	17,7	35,6			60	86	44	68	91

■ Interruptores magnetotérmicos y diferenciales

Sección de conexionado en (mm²)

	Cable rígido	Cable flexible
DX uni	16	16
int. diferenciales		
DX, DX-h, blocs diferenciales ≤ 63 A	35	25
int. diferenciales		
DX 80 - 125 A	70	50
Contactos auxiliares	2,5	2,5

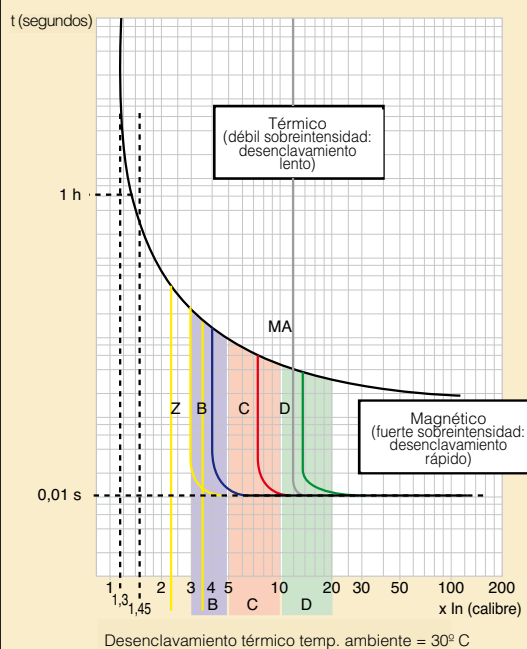
Operación en función del N° de aparatos yuxtapuestos (IEC 439-1)

N° disyuntores	Coefficiente
de 1 a 3	1
de 4 a 6	0,8
de 7 a 9	0,7
más de 10	0,6

Para evitar usar los coeficientes, utilizar elementos espaciadores ref. 044 40 y 044 41 (pág. 82)

■ Curvas de disyuntores B, C, D, Z y MA

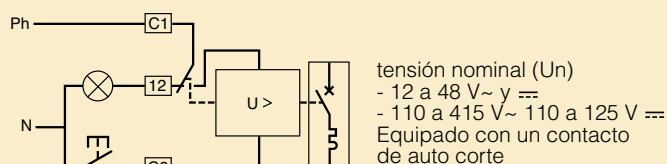
Desenclavamiento térmico para una temperatura de 30° C



■ Características técnicas de los Auxiliares DX

Sección máx de conexiones: 2,5 mm²
Temperatura de funcionamiento: -5 a + 50° C

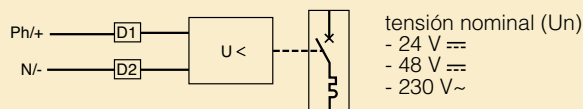
Desenclavadores con emisión de corriente



Tensión mín y máx: de 0,7 a 1,1 V
Tiempo de desenclavamiento: < a 20 ms
Potencia absorbida: bajo 1,1 x 48 V~ 121 VA
bajo 1,1 x 415 V~ 127 VA
Impedancia: 12 a 48 V= 23 Ω
110 a 415 V= 1640 Ω

Consumo	U mín	U máx
12 a 48 V	522 mA	2610 mA
110 a 415 V	69 mA	259 mA

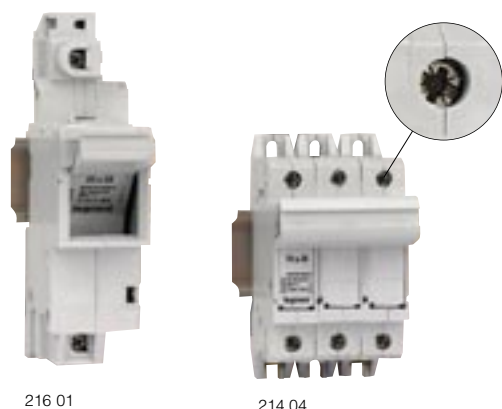
Desenclavadores de mínima tensión



Tensión de desenclavamiento > 0,55 Un
Tiempo de desenclavamiento: de 100 a 400 ms + 10% (regulable)
Potencia consumida: 24 V~ 0,1 VA
48 V~ 0,2 VA
230 V~ 1 VA

Portafusibles tipo SP

Seccionables



216 01

214 04

Fusibles cilíndricos industriales tipo gG

Acción rápida



133 08

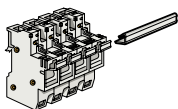
143 10

153 96

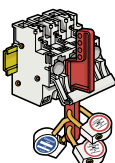
Emp.	Ref.	Portafusibles seccionable tipo SP		
		Fijación en riel DIN $\overline{\text{U}}$ o platina por tornillo Ø 4 mm Con base aislada clase II		
		SP 38 Para fusible de 10 x 38 mm		
10	214 01	Unipolar	Capacidad de conexión AWG 1 x 6	No. de módulos 17,5 mm 1
5	214 03	Bipolar	2 x 4 1 x 6	2
3	214 04	Tripolar	2 x 4 1 x 6 2 x 4	3
		Con piloto indicador de fusión		
10	214 27	Unipolar	1 x 6 2 x 4	1

		SP 51		
		Para fusibles 14 x 51 mm		
5	215 01	Unipolar	Capacidad de conexión AWG 1 x 2 2 x 6	No. de módulos 17,5 mm 1,5
5	215 04	Tripolar	1 x 2 2 x 6	4,5
		SP 58		
		Para fusibles 22 x 58 mm		
3	216 01	Unipolar	Capacidad de conexión AWG 1 x 1/0 2 x 4	No. de módulos 17,5 mm 2
1	216 04	Tripolar	1 x 1/0 2 x 4	6

Accesorios
Empuñadora para asociar
portafusibles seccionables
SP. Longitud 300 mm



Placa para bloquear con
candado en posición abierta
los SP 51 y SP 58 multipolares



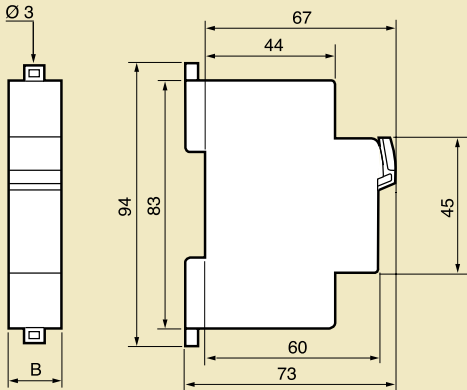
Emp.	Ref.	Fusibles cilíndricos industriales tipo gG		
		Para toda la protección industrial excepto motores Según la norma IEC 60269-1,2 y 2-1 Alta capacidad interruptiva		
		10 x 38 mm	Corriente Nominal (A)	Tensión (V~)
10	133 94	0,5		
10	133 01	1		
10	133 02	2		
10	133 04	4		
10	133 06	6		
10	133 08	8		
10	133 10	10		500
10	133 12	12		
10	133 16	16		
10	133 20	20		
10	133 25	25		
		14 x 51 mm		
10	143 02	2		
10	143 06	6		
10	143 10	10		
10	143 16	16		
10	143 20	20		500
10	143 25	25		
10	143 32	32		
10	143 40	40		
10	143 50	50		
		22 x 58 mm		
10	153 25	25		
10	153 32	32		
10	153 50	50		
10	153 63	63		500
10	153 80	80		
10	153 96	100		
10	153 97	125		400

Fusibles cilíndricos industriales tipo aM
Acción lenta

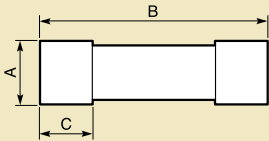
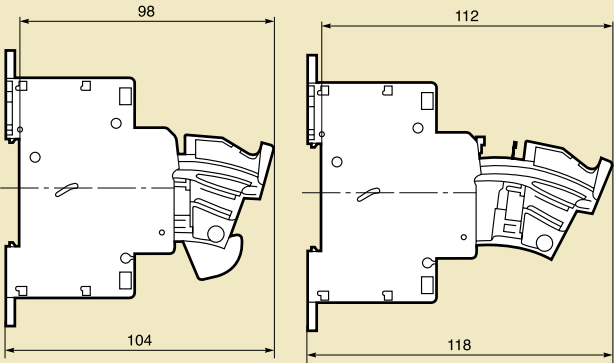


Portafusibles seccionables Lexic

■ Dimensiones (mm)



	1P	2P	3P
B	17,7	35,5	53,4



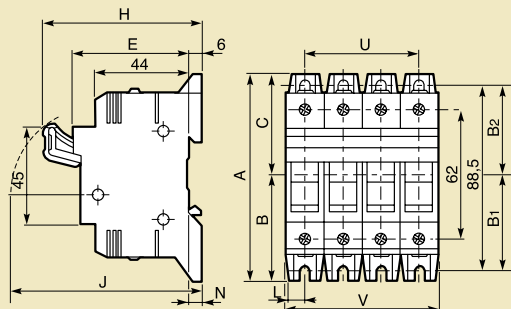
Tamaño	A	B	C
5 x 20 (mm)	5	20	-
8,5 x 31,5 (mm)	8,5	31,5	6,3
10 x 38 (mm)	10,3	38	10
14 x 51 (mm)	14,3	51	13
22 x 58 (mm)	22,2	58	16

Emp.	Ref.	Fusibles cilíndricos industriales tipo aM		
		Protección solo para motores Según la norma IEC 60269-1 8,5 x 31,5 mm		
		Corriente Nominal (A)	Tensión (V~)	Capacidad Interruptiva (A)
10	120 01	1	400	20 000
10	120 02	2		
10	120 04	4		
10	120 06	6		
10	120 08	8		
10	120 10	10		
		Según la norma IEC 60269-1,2 y 2-1 Alta capacidad interruptiva 10 x 38 mm		
10	130 92	0,25	500	100 000
10	130 95	0,5		
10	130 01	1		
10	130 02	2		
10	130 04	4		
10	130 06	6		
10	130 08	8		
10	130 10	10		
10	130 12	12		
10	130 16	16		
10	130 20	20	400	100 000
10	130 25	25	400	
		14 x 51 mm		
10	140 04	4	500	100 000
10	140 06	6		
10	140 08	8		
10	140 10	10		
10	140 12	12		
10	140 16	16		
10	140 20	20		
10	140 25	25		
10	140 32	32		
10	140 40	40		
10	140 45	45	400	100 000
10	140 50	50	400	
		22 x 58 mm		
10	150 16	16	500	100 000
10	150 20	20		
10	150 25	25		
10	150 32	32		
10	150 40	40		
10	150 50	50		
10	150 63	63		
10	150 80	80		
10	150 96	100		
10	150 97	125	400	

Portafusibles seccionables SP

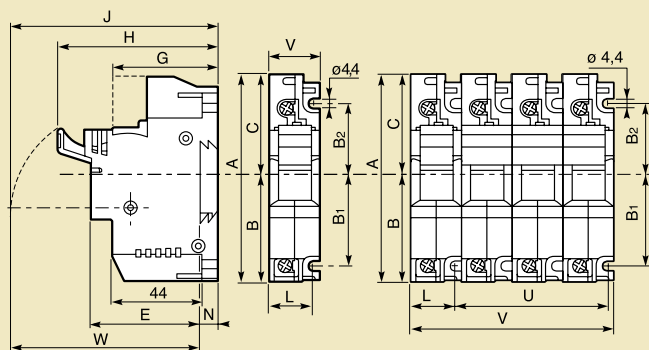
Dimensiones (mm)

SP 38



Fijación sobre riel DIN

SP 51 y SP 58



Dimensiones (mm)	A	B	B ₁	B ₂	C	E	G	H uni.	H multi.	J uni.
SP 38	100	51	46	42,5	48,5	52	-	73	76	83
SP 51	106	54,5	45	35	51,5	55	53	81	84	96
SP 58	140	74	65	45	66	59	53	87	90	111

Dimensiones (mm)	J multi.	L	N	U bi.	U tri.	V uni.	V bi.	V tri.	W uni.	W multi.
SP 38	86	9	6	17,7	35,4	17,7	35,4	53,1	77	80
SP 51	99	20,7	9	26,5	53	26,5	53	79,5	87	90
SP 58	114	27	9	36	72	36	72	108	101	109

Selección de fusibles

Tipo	Corriente asignada	Corriente máxima del fusible					
		400 V~		500 V~		690 V~	
		gG	aM	gG	aM	gG	aM
SP 38	25 A	25	16	25	16	-	-
SP 51	50 A	50	50	50	40	25	25
SP 58	100 A 125 A en 400 V~	125	125	100	100	50	50

Estos valores normalizados según IEC 60269-2/2-1 pueden ser reducidos o aumentados dentro de ciertas condiciones específicas de utilización

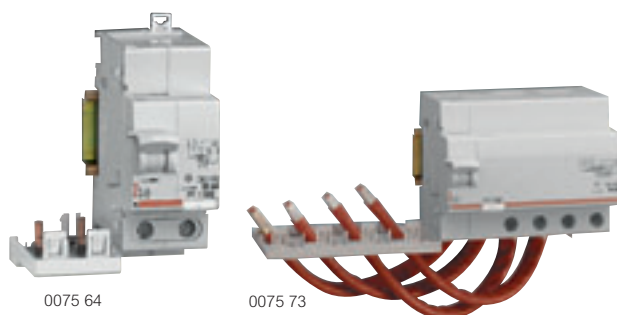
Características técnicas

Selección de la protección de motores

Motores																
230 V tri			400 V tri			500 V tri			10 x 38 mm corriente (A)		14 x 51 mm corriente (A)		22 x 58 mm corriente (A)			
kW	HP	InA	kW	HP	InA	kW	HP	InA	gG	aM	gG	aM	gG	aM	gG	aM
0,37	0,5	1,8	0,75	1	2	1,5	2	2,6	6	4	6	4	6	4	6	4
0,75	1	3,5	1,5	2	3,5	2,2	3	3,8	8	4	8	4	8	4	8	4
1,1	1,5	4,4	2,2	3	5	3,7	5	5,9	12	6	12	6	12	6	12	6
1,8	2,5	7	3	4	6,6	4	5,5	6,5	16	8	16	8	16	8	16	8
2,2	3	8,7	4	5,5	8,5	5,5	7,5	9	20	10	20	10	20	10	20	10
3	4	11,5	5,5	7,5	11,5	7,5	10	12	25	12	25	12	25	12	25	12
4	5,5	14,3	7,5	10	15,5	11	15	18,4	20 ⁽¹⁾	12	32	20	32	20	32	20
5,5	7,5	20	11	15	22	15	20	23	25 ⁽¹⁾	12	50	25	50	25	50	25
7,5	10	27	15	20	30	18,5	25	28,5					32	50	35	35
10	13,5	35	18,5	25	37	25	34	39,4					40	63	40	40
11	15	39	22	30	44	30	40	45			50 ⁽¹⁾	80	80	50	80	50
15	20	52	25	34	51	40	54	60					100	63	100	63
18,5	25	64	30	40	60	45	60	65					125 ⁽¹⁾	80	125 ⁽¹⁾	80
22	30	75	37	50	72	51	70	75							80	80
25	35	85	45	60	85	63	109	89							100	100
30	40	103	55	75	105	80	110	112							125 ⁽¹⁾	125 ⁽¹⁾

(1) 400 V~

bloques diferenciales adaptables DX™ para DX, DX-h, DX-D y DX-MA⁽¹⁾

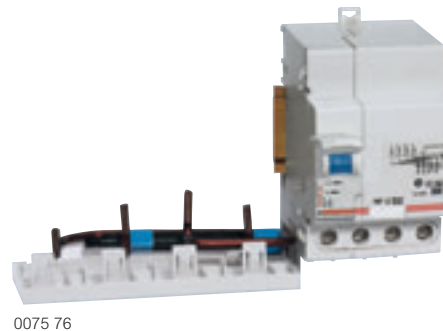



 Dimensiones pág. 123

Conformes a la norma UNE-EN 61009-1
Se montan a la derecha del magnetotérmico
Para DX y DX-h

Emb.	Ref.	Tipo AC				
<div>NOVEDAD</div>		Bipolares 230/400 V~				
		Sensibilidad	Intensidad máx. (A)	Número de módulos de 17,5 mm		
		1	0074 01	30 mA	32	2
		1	0074 02	30 mA	63	2
		1	0074 03	30 mA	80 a 125	4
		1	0074 07	300 mA	32	2
		1	0074 08	300 mA	63	2
		1	0074 09	300 mA	80 a 125	4
		1	0074 11	300 mA selectivo	63	2
		1	0074 23	1 A selectivo	63	2
		Tripolar 400 V~				
1	0074 28	30 mA	32	3		
1	0074 29	30 mA	63	3		
1	0074 34	300 mA	32	3		
1	0074 35	300 mA	63	3		
1	0074 36	300 mA	80 a 125	6		
		Tetrapolares 400 V~				
1	0074 55	30 mA	32	3		
1	0074 56	30 mA	63	3		
1	0074 57	30 mA	80 a 125	6		
1	0074 61	300 mA	32	3		
1	0074 62	300 mA	63	3		
1	0074 63	300 mA	80 a 125	6		
1	0074 65	300 mA selectivo	63	3		
1	0074 77	1 A selectivo	63	3		

bloques diferenciales adaptables DX-L™ para DX-L y DX-MA⁽²⁾



 Dimensiones pág. 123

Conformes a la norma UNE-EN 61009-1
Se montan a la derecha del magnetotérmico
Para DX-L de 10 a 63 A

Emb.	Ref.	Tipo Hpi (alta inmunización)		
		Inmunidad reforzada a las desconexiones no deseadas en entornos con perturbaciones (circuitos informáticos, sobretensiones, lámparas fluorescentes, etc.) Detectan los fallos de componente continua tipo A (tiristores, triac, alimentación de corte, etc.) Funcionan hasta -25 °C		
		Bipolares 230/400 V~		
		Sensibilidad	Número de módulos de 17,5 mm	Intensidad máx. (A)
1	0075 76	30 mA	2	63
1	0075 77	300 mA	2	63
1	0075 78	300 mA selectivo	2	63
		Tripolares 400 V~		
1	0075 80	30 mA	3	63
1	0075 81	300 mA	3	63
1	0075 82	300 mA selectivo	3	63
		Tetrapolares 400 V~		
1	0075 84	30 mA	3	63
1	0075 85	300 mA	3	63
1	0075 86	300 mA selectivo	3	63

</

(1) DX-MA calibres 2,5, 4 y 6,3 A

(2) DX-MA calibres 10 a 40 A